Содержание

Стр.

Список условных сокращений 5

Введение 7

1.Характеристика предприятия, его технологического процесса и потребителей электроэнергии 9

1.1.Структура предприятия и технические характеристики 9

1.2.Описание цеха по производству суммарных ксилолов 11

1.3.Описание цеха каталитического риформинга с предварительной гидроочисткой и экстракцией ароматических углеводородов (установка ЛГ-35-8/300Б) 13

1.4.Описание цеха по производству орто- и пара-ксилолов 14

2.Расчетная часть 16

2.1.Расчет электрических нагрузок 16

2.2.Компенсация реактивной мощности 20

2.3.Построение картограммы и определение теоретического центра электрических нагрузок 21

3.Выбор схемы внешнего электроснабжения 24

3.1.Расчет 1-го варианта схемы внешнего электроснабжения 24

3.1.1.Выбор и проверка линий 27

3.1.2.Технико-экономические обоснование проектных решений 30

3.1.3.Выбор электрических аппаратов и токоведущих частей ГПП 33

3.2.Расчет 2го варианта схемы внешнего электроснабжения 39

3.2.1.Выбор и проверка линии питания ГПП 40

3.2.2.Технико-экономические обоснование проектных решений 43

3.2.3.Выбор электрических аппаратов и токоведущих частей ГПП 45

4.Выбор схемы внутреннего электроснабжения 47

4.1.Технико-экономическое обоснование проектных решений 50

4.2.Выбор мощности цеховых трансформаторов 51

5.Расчёт токов короткого замыкания 53

5.1.Расчётная схема и схема замещения цепей КЗ 53

5.1.1.Базисные условия 54

6.Выбор оборудования 57
7. Релейная защита и автоматика 58
7.1. Расчёт токов КЗ 58
7.2. Выбор типов релейной защиты 59
7.2.1. Расчёт релейных защит 59
7.2.2.Расчёт МТЗ 60
7.2.3.Выбор автоматики 60
Заключение 62
Перечень литературы 63
Приложения 65

Список условных сокращений

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

СНиП – строительные нормы и правила;

ГОСТ – комплекс государственных стандартов;

ЭВМ – электронно-вычислительные машины;

КиГРЭС – Киришская государственная районная электростанция;

ГПП – главная понизительная подстанция;

СЭС – система электроснабжения;

КПД – коэффициент полезного действия;

ЭДС – электродвижущая сила;

МПТ – машина постоянного тока;

ЭМИ – электромагнитная индукция;

МП – магнитное поле;

МДС – магнитодвижущая сила;

НТП – нормы технологического проектирования;

ТП – трансформаторная подстанция;

РТП – распределительная трансформаторная подстанция;

РЗА – релейная защита и автоматика;

СПДС – система проектной документации для строительства;

TN-S – система заземления;

НН – низковольтная нагрузка;

ВН – высоковольтная нагрузка;

ЦТП – цеховая трансформаторная подстанция;

АБК – административно-бытовой корпус;

ККУ – комплектные компенсирующие устройства;

ВЛ – воздушная линия;

ПС – подстанция;

РУВН – распределительное устройство высокого напряжения;

РУ – распределительное устройство;

АСК – алюминиевая токопроводящая жила с стальным сердечником заполненным нейтральной смазкой повышенной нагревостойкости;

АС – сталеалюминевый провод;

ИП – источникам питания;

ВБШвнг – кабель с изоляцией ПВХ пониженной пожароопасности, Бронепокров – стальные оцинкованные ленты, в защитном шланге;

КЗ – короткое замыкание;

ЛЭП – линия электропередачи;

КЛ – кабельная линия;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

МТЗ – максимальная токовая защита.

Введение

Система электроснабжения промышленных предприятий создаётся для обеспечения питания электроэнергией промышленных приемников электрической энергии.

Важной особенностью систем электроснабжения является невозможность создания запасов основного используемого продукта - электроэнергии. Вся полученная электроэнергия немедленно потребляется. При непредвиденных колебаниях нагрузок необходима точная и немедленная реализация системы управления, компенсирующая возникший дефицит.

От надежного и бесперебойного электроснабжения зависит работа промышленного предприятия. Для эффективного функционирования предприятия, схема электроснабжения должна обеспечивать должный уровень надежности и безопасности.

По структуре или принципу работы, характеру установленного оборудования система электроснабжения предполагает применение автоматизации, что позволяет повысить уровень надежности и безопасности работы системы и обслуживания соответственно.

При разработке современных систем электроснабжения широко используются ЭВМ, которые позволяют более детально провести анализ работы системы в различных режимах и выбрать наиболее экономичный вариант.

Требуемый уровень надежности и безопасности схемы электроснабжения обеспечивается строгим соблюдением при выборе оборудования и элементов защиты норм и правил, изложенных в ПУЭ, СНиПах и ГОСТах.

Объектом проектирования является система электроснабжения завода ООО «Киришинефтеоргсинтез».

Предприятие состоит из трех установок и административно-бытового комплекса, каждая установка представляет собой либо конечное или промежуточное звено в технологической цепочке производства продукции.

Доставка сырья и отправка готовой продукции осуществляется по трубопроводу, железнодорожным и автомобильным транспортом.

Работа промышленного предприятия связана с потреблением электроэнергии и за год в среднем происходит 5 внезапных снижений напряжения, что приводит к перебоям работы электрооборудования и даже к остановке предприятия. Основной задачей проектирования электроснабжения является введение резервного фидера (отдельной питающей линии) с Киришской государственной районной электростанции для бесперебойной работы предприятия.

Для создания условий по бесперебойному электроснабжению, питание осуществляется воздушной линией электропередач напряжением 110 кВ отдаленной на 2 км от ГПП.

Внутризаводское распределение электроэнергии осуществляется на напряжении 6 кВ. Основными потребителями электроэнергии являются электропотребители на напряжении 0,4 кВ промышленной частоты.

Электроснабжение этих приемников осуществляется от трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ.

1. Характеристика предприятия, его технологического процесса и потребителей электроэнергии

1.1. Структура предприятия и технические характеристики

Промышленное предприятие находится на Северо-Западе России, климат области атлантико-континентальный, средняя температура зимой -8…-11^{0}С и летом +16…+18^{0}С, относительная влажность 90%. Количество осадков за год 600-700 мм.

Предприятия предназначено для получения суммарных ксилолов, бензола и толуола, орто- и пара-ксилолов и сырья для установки по выделению суммарных ксилолов.

На промышленном предприятии есть потребители электроэнергии 1,2 и 3 категории надежности электроснабжения. Основные потребители 1 группы являются технологические установки, где перерыв электроснабжения может привести к порче продукции и дорогостоящего оборудования. К потребителям 2 и 3 категории относится электроприёмники административно бытового корпуса.

Установленные мощности цехов предоставлены в таблице 1, а ситуационный план предприятия на рисунке 1. Предприятие состоит из трех технологических установок и ремонтной группы:

1) установка по производству суммарных ксилолов.

2) установка каталитического риформинга с предварительной гидроочисткой и экстракцией ароматических углеводородов (установка ЛГ-35-8/300Б).

3) установка по производству орто- и пара-ксилолов.

4) Административно бытовой комплекс.

В состав объектов установок входят:

- наружная аппаратура установки (печи, колонны, теплообменники, конденсаторы-холодильники, холодильники, емкости);
- операторная, венткамеры, компрессорная, насосная, сепараторы;

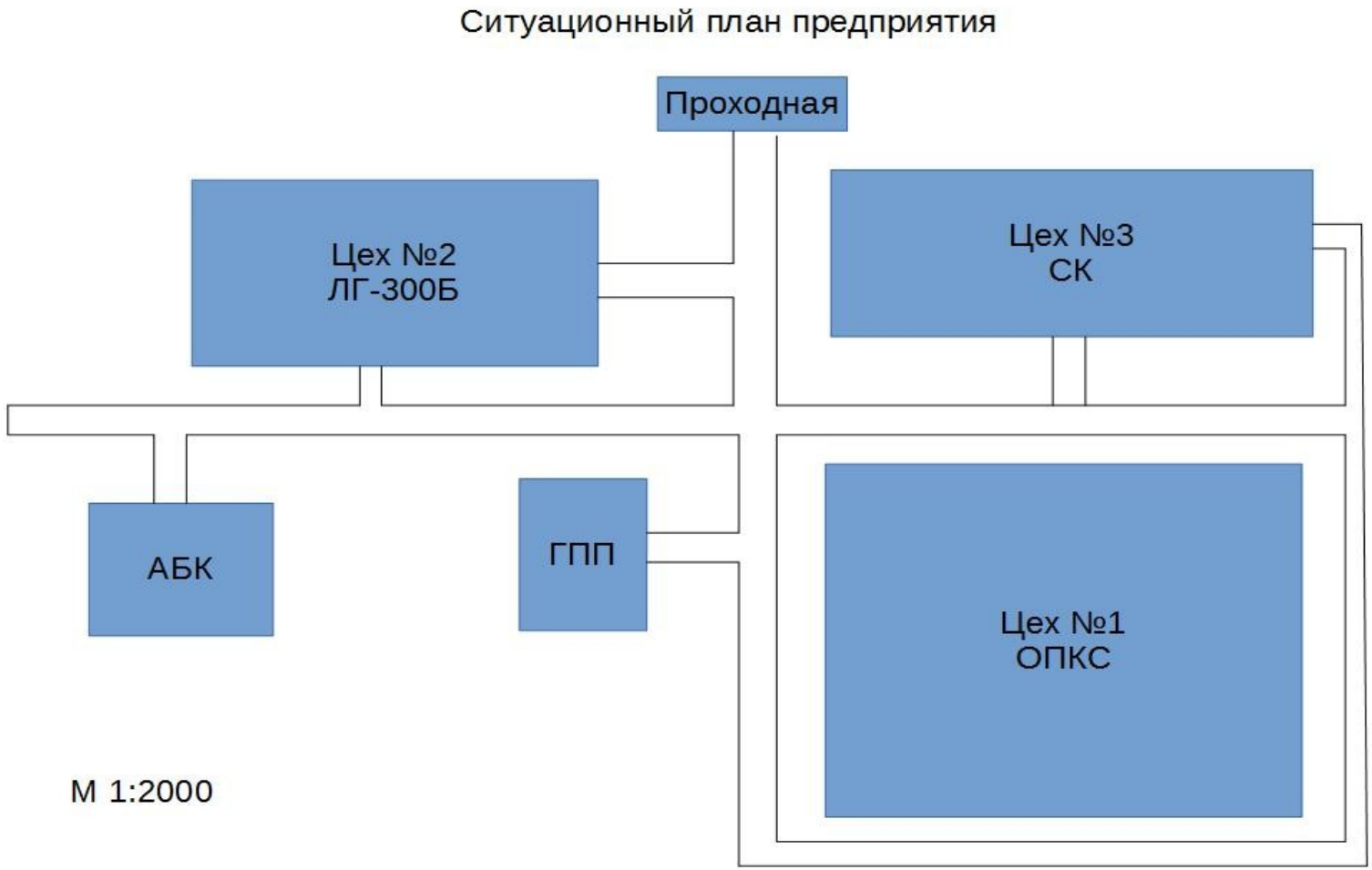
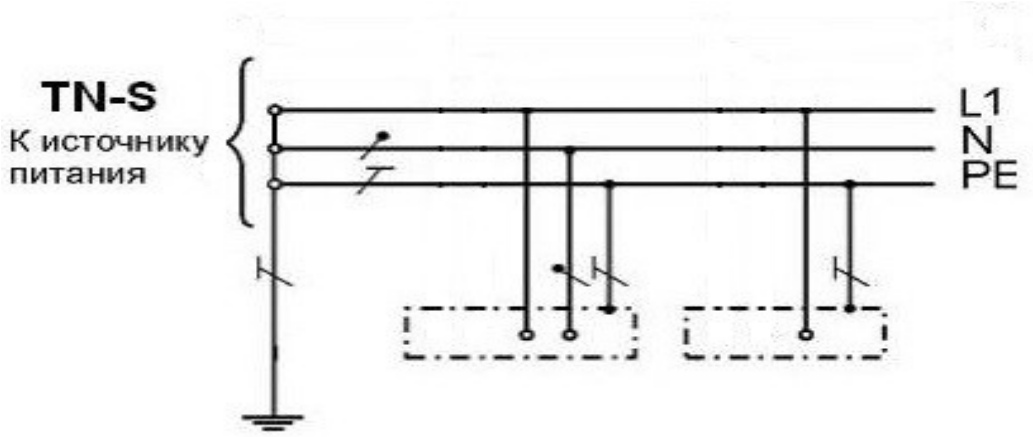


Рисунок 1 – Ситуационный план предприятия

- вспомогательные системы;
- сырьевой и продуктовый резервуарный парк.

Режим работы предприятия – круглосуточный, 24 час/сут, 365 дней/год, 8760 час/год.

На предприятии для повышения безопасности эксплуатации электроустановок применяется система с изолированной нейтралью - TN-S.



Класс и зоны помещений установок предприятия В-1, В-1г/2, В-1б; IIA Т3, остальные помещения предприятия – нормальная зона.

Таблица 1 – Установленные мощности цехов

№ цеха	Объект	Установочная активная мощность		cos φ
		НН	ВН	
1	ОПКС	3152 кВт	8370 кВт	0,9
2	ЛГ-300Б	3050 кВт	9345 кВт	0,85
3	СК	1405 кВт	2195 кВт	0,85
4	АБК	300 кВт		0,85
5	Проходная	61 кВт		0,80
Всего НН/ВН		7968 кВт	19910 кВт	
Всего НН+ВН		27878 кВт		

1.2. Описание цеха по производству суммарных ксилолов

Предназначен для получения из широкой бензиновой фракции узкой фракции, которая поступает на установку каталитического риформинга, а

также для получения из ароматизированного стабильного катализата установок риформинга суммарных ксилолов путем ректификации.

Исходное сырье:

1) Сырье блока вторичной ректификации - фракция прямогонного бензина 85-180^{0}С, поступающая с блоков вторичной перегонки установок цеха № 1 ЗГПН: ЭЛОУ-АВТ, ЭЛОУ-АТ.

2) Сырье блока выделения суммарных ксилолов - катализат фракции 105-127^{0}С, поступающий с установки цеха № 5 ЗГПН: ЛЧ-35-11/600 или с установки цеха № 4 ЗГПН: Л-35-11/600.

Изготавливаемая продукция:

1) ксилол нефтяной,

2) высшая ароматика и доксилольная фракция (компонент автобензина),

В производстве применяются: газ инертный, технический азот, углеводородный или водородсодержащий газы.

Схема технологического процесса включает две основные стадии:

а) ректификацию широкой бензиновой фракции 85-180^{0}С с получением более узких бензиновых фракций

б) ректификацию стабильного катализата с выделением суммарных ксилолов.

1.3. Описание цеха каталитического риформинга с предварительной гидроочисткой и экстракцией ароматических углеводородов (установка ЛГ-35-8/300Б)

Предназначена для производства бензола и толуола методом каталитического риформирования прямогонного бензина и экстракцией ароматических углеводородов триэтиленгликолем (ТЭГ).

Исходное сырье: узкая фракция прямогонного бензина 62-105^{0}С, фракция ароматизированная легкая с установки орто-пара-ксилолов, доксилольная фракция, катализат фракции 62-105^{0}С с установок 35/11.

Изготавливаемая продукция:

1) бензол нефтяной и толуол нефтяной для синтеза высшего сорта; используется для органического синтеза и поставляется на экспорт,

2) рафинат, поставляется на экспорт, используется в качестве компонента автобензина и сырья для установки изоселектоформинга, при выводе нефраса используется для промывки деталей и снятия консервирующих покрытий,

3) ксилолы суммарные, используется в качестве сырья установки орто-пара-ксилолов или в качестве компонента автобензина,

4) побочные продукты (головка стабилизации, газ углеводородный сухой, газ водородсодержащий)

В производстве применяются:

- катализатор гидроочистки ГО-86 (в состав входят молибден, кобальт) – в реакторе Р-1 для подготовки сырья риформинга,
- катализатор риформинга ПР-51 (в состав входят платина, рений) – на блоке риформинга,
- катализатор гидрирования АП-10 (в состав входят алюминий, платина)– в реакторе Р-5 для селективного гидрирования непредельных углеводородов,
- цеолиты общего назначения, формованные со связующим NaX или NaA – в качестве адсорбента влаги в башнях К-5,6.
- цеолит А-90МОА для осушки ВСГ и очистки от хлора.
- газ инертный в баллонах

1.4. Описание цеха по производству орто- и пара-ксилолов

Предназначена для производства орто- и пара-ксилолов из смеси изомеров ксилолов и этилбензола.

Исходное сырье: ксилол нефтяной (целевая фракция установки выделения суммарных ксилолов), ксилолы суммарные с установки ЛГ-35-8/300Б.

Изготавливаемая продукция:

1) пара-ксилол (п-ксилол) нефтяной высшей очистки, используется при изготовлении терефталевой кислоты, искусственного волокна, пленки,
2) орто-ксилол (о-ксилол) нефтяной высшего сорта, используется при производстве фталевого ангидрида, пластификаторов, растворителей, лаков, смолы,
3) фракции ароматизированные - легкая и тяжелая, используются в качестве компонентов автобензинов.

В производстве применяются:

- катализатор ИК-78, содержащий платину, окись кремния и др. металлы, применяется в процессе изомеризации
- цеолиты общего назначения, формованные со связующим NaX
- газ водородосодержащий, раствор аммиака водный, газ инертный, этилен и фракция пропановая (применяется в качестве хладоагента), толуол (используется для промывки осадка п-ксилола)

2. Расчетная часть

2.1. Расчет электрических нагрузок

Первым этапом проектирования системы электроснабжения является определение электрических нагрузок. По назначению электрических нагрузок выбирают и проверяют электрооборудование системы электроснабжения, также определяются потери мощности и электроэнергии. Необходимо правильно оценить нагрузки, так как от неё зависят капитальные затраты на систему электроснабжения, эксплуатационные расходы, надёжность работы электрооборудования.

Для расчета электрической нагрузки отдельных цехов будем использовать метод коэффициента использования, т.к он наиболее подходит для расчета электрических нагрузок отдельных электроприемников - [1].

$$P_p = K_u \cdot P_{уст}$$

$$Q_p = P_p \cdot tg_\varphi$$

где K_u – коэффициент использования электропотребителей цеха - [2,3].

$P_{уст}$ – суммарная установленная мощность цеха, кВт;

$tg\varphi = Q_p/P_p$ – коэффициент реактивной мощности.

Цех №1: P_p=0,7·3152=2206,4 кВт,

Q_p=2206,4·0,62=1368 квар.

Цех №2: P_p=0,7·3050=2135 кВт,

Q_p=2135·0,75=1601,3 квар.

Цех №3: P_p=0,7·1405=983,5 кВт,

Q_p=983,5·0,75=738 квар.

Цех №4: P_p=0,3·300=90 кВт,

Q_p=90·0,5=45 квар.

Цех №5: P_p=0,09·61=5,5 кВт,

Q_p=5,5·0,5=2,8 квар.

Расчетная электрическая высоковольтная нагрузка:

P_p=0,7·9782=6847,4 кВт;

Q_p=6847,4·0,75=5135,5 квар;

$S_p=\sqrt{6847,4^2+5135,5^2}=8559$ кВА.

Расчетная активная осветительная нагрузка цеха рассчитывается по выражению - [1]:

$$P_{р.о.} = k_{и.о.} \cdot P_{уд.о.} \cdot F \cdot 10^{-3}$$

где $k_{и.о.}$ – коэффициент использования освещения, - [1].

$P_{уд.о.}$ – удельная мощность освещения, Вт/м^2, - [1].

F – площадь цеха, м^2.

Цех №1: $P_{р.о.}$=0,85·18·1000·10^{-3}=15,3 кВт,

Цех №2: $P_{р.о.}=0,85\cdot18\cdot810\cdot10^{-3}=12,4$ кВт,

Цех №3: $P_{р.о.}=0,85\cdot18\cdot925\cdot10^{-3}=14,2$ кВт,

Цех №4: $P_{р.о.}=0,9\cdot18\cdot500\cdot10^{-3}=8,1$ кВт,

Цех №5: $P_{р.о.}=0,9\cdot16\cdot150\cdot10^{-3}=2,2$ кВт.

Так как освещение выполнено люминесцентными лампами, то необходимо определить реактивную мощность.

Реактивная осветительная мощность, квар:

$$Q_{р.о}=P_{р.о}\cdot tg\,\varphi_0,$$

где $tg\varphi_0$ – коэффициент реактивной мощности, - [1].

Цех №1: $Q_{р.о.}=0,85\cdot0,57=0,484$ квар,

Цех №2: $Q_{р.о.}=0,85\cdot0,57=0,484$ квар,

Цех №3: $Q_{р.о.}=0,85\cdot0,57=0,484$ квар,

Цех №1: $Q_{р.о.}=0,9\cdot0,57=0,513$ квар,

Цех №1: $Q_{р.о.}=0,9\cdot0,57=0,513$ квар.

Площадь цехов F (необходимая для расчета освещения) берется из ситуационного плана. Удельная мощность освещения принимается в пределах от 10 до 20 Вт/м^2, для внешнего освещения 0,2 Вт/м^2. Коэффициент использования освещения для внешнего освещения принимается равным 1.

Результаты расчетов нагрузок сводятся в таблицы 2 и 3.

Таблица 2 – Расчеты низковольтной электрической нагрузки предприятия

№ цеха	Наимено-вание цеха	$P_{об}$ кВт	K_u	tg φ	$P_р$ кВт	$Q_р$ квар	F м^2	$P_{уд.ос.}$ Вт/м^2
1	ОПКС	3152	0,7	0,62	2206,4	1368	1000	18
2	ЛГ-300Б	3050	0,7	0,75	2135	1601,3	810	18
3	СК	1405	0,7	0,75	983,5	738	925	18
4	АБК	300	0,3	0,5	90	45	500	18
5	Проходная	61	0,09	0,5	5,5	2,8	150	16
	Итого	7968			5420,4	3755,1	3385	

Продолжение таблицы 2

№ цеха	K_{uo}	tg φ_0	P_{po} кВт	Q_{po} квар	P_p+ P_{po} кВт	Q_p+ Q_{po} квар	S_p кВА
1	0,85	0,57	15,3	0,484	2221,7	1369	2609,6
2	0,85	0,57	12,4	0,484	2147,4	1602	2679,1
3	0,85	0,57	14,2	0,484	997,7	738,5	1241,3
4	0,9	0,57	8,1	0,513	98,1	45,5	108,1
5	0,9	0,57	2,2	0,513	7,7	3,3	8,4
			52,2	2,478	5472,6	3758,3	6646,5

Таблица 3 – Расчетные высоковольтные нагрузки предприятия

Тип	Кол-во	$P_{ном}$, кВт	$P_{сум}$, кВт	$K_и$	tgφ	$P_р$, кВт	$Q_р$, квар	$S_р$, кВА
ЛГ-300Б: ЦН ПК ЦК	 1 1 2 1 1	 330 315 600 2500 5000	9345	0,7	0,75	6541,5	4906,2	8177
СК: насос	3 5	315 250	2195	0,7	0,75	1536,5	1152,4	1921
ОПКС: насос	 1 2 1 1 1	 2200 400 770 2600 2000	8370	0,7	0,75	5859	4394,4	7324
Итого:	20		19910			13937	10453	17422

Суммарная расчетная нагрузка по предприятию:

$$P_{p\Sigma} = K_{pм} \cdot \left(P_{pн} + P_{pв} \right) + \Delta P_T + P_{p.o},$$

$$Q_{p\Sigma} = K_{pм} \left(Q_{pн} + Q_{pв} \right) + \Delta Q_T + Q_{p.o},$$

где $K_{рм}$ – коэффициент разновременности максимума, принимается равным 0,9;

$P_{рн}$, $Q_{рн}$ – расчетная активная (реактивная) низковольтная электрическая нагрузка предприятия, кВт (квар);

$P_{рв}$, $Q_{рв}$ – расчетная активная (реактивная) высоковольтная электрическая нагрузка предприятия, кВт (квар);

$\Delta P_т$, $\Delta Q_т$ – потери активной (реактивной) мощности в трансформаторах цеховых трансформаторных подстанций (ТП);

$P_{ро}$, $Q_{ро}$ – расчетная активная (реактивная) осветительная нагрузка предприятия, кВт (квар).

Так как не хватает расчетных значений $\Delta P_т$ и $\Delta Q_т$ для решения суммарных расчетных нагрузок по предприятию, необходимо рассчитать суммарные потери в трансформаторах.

Поскольку цеховые ТП еще не выбраны, ориентировочно активная и реактивная мощность потерь в трансформаторах ТП определяется по формулам - [1].

$$\Delta P_т = 0{,}02 \cdot S_{р.н.},$$

$$\Delta Q_т = 0{,}1 \cdot S_{р.н.},$$

где $S_{р.н.}$ – полная расчетная мощность низковольтной нагрузки, кВА.

$$\Delta P_т = 0{,}02 \cdot 6646{,}5 = 132{,}93 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_т = 0{,}1 \cdot 6646{,}5 = 664{,}65 \text{ квар}.$$

Расчет полной мощности нагрузки:

$$P_{р\Sigma} = 0{,}9 \cdot (5472{,}6 + 13937) + 132{,}93 + 52{,}2 = 17654 \text{ кВт};$$

$$Q_{р\Sigma} = 0{,}9 \cdot (3758{,}3 + 10453) + 664{,}65 + 2{,}478 = 13457{,}3 \text{ квар}.$$

2.2. Компенсация реактивной мощности

Необходимую суммарную мощность устройств, которые компенсируют потребленную реактивную мощность, определяют по формуле - [2].

$$Q_{ку} = Q_{н1} - Q_{экон},$$

где $Q_{экон}$ – экономически обоснованное значение реактивной мощности, которое может передаваться предприятию из энергосистемы в часы ее максимума нагрузки;

$Q_{н1}$ – суммарная реактивная нагрузка предприятия в часы максимума нагрузки энергосистемы, квар.

$$Q_{ку} = 12515{,}3 - 4413{,}5 = 8102 \ \ квар,$$

Значение $Q_{н1}$ определяется по формуле:

$$Q_{н1} = K_{н1} \cdot Q_{p\Sigma},$$

где $K_{н1}$ – коэффициент расхождения максимума нагрузки предприятия с максимумом в энергосистеме - [3].

$$Q_{н1} = 0{,}93 \cdot 13457{,}3 = 12515{,}3 \ \ квар,$$

Величину $Q_{экон}$ определяем по формуле:

$$Q_{экон} = tg_{\varphi} \cdot P_{p\Sigma},$$

Где tg_{φ} – коэффициент реактивной мощности который принимается равным 0,25 - [2].

$$Q_{экон} = 0{,}25 \cdot 17654 = 4413{,}5 \ \ квар.$$

Возможная нерегулируемая часть мощности компенсирующих устройств рассчитывается по часам минимума активной нагрузки энергосистемы (22^{00}-7^{00}):

$$Q_{ку}^{(нер)} = Q_{p\ min} = 2{,}478 \ квар \ \ [таб.\ 2]$$

где $Q_{p\ min}$ – реактивная нагрузка предприятия во время минимума активной нагрузки, квар.

Необходимая регулируемая часть мощности компенсирующих устройств рассчитывается по формуле:

$$Q_{ку}^{(рег)} = Q_{ку} - Q_{ку}^{(нер)}.$$

$$Q_{ку}^{(рег)} = 8102 - 2{,}478 = 8100 \ \ квар.$$

Далее принима.n ближайшую стандартную мощность ККУ, $Q_{ККУ}$ (необходимо учесть, что нужно устанавливать две ККУ – по одной на каждую секцию шин 6-10кВ).

Суммарная реактивная мощность после компенсации будет равна:

$$Q`_{p\Sigma} = Q_{p\Sigma} - Q_{ККУ}$$

$$Q`_{p\Sigma} = 13457{,}3 - 8100 = 5357{,}3 \ \ квар.$$

Полная расчетная мощность предприятия с учетом компенсации:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^{`2}} = \sqrt{17654^2 + 5357{,}3^2} = 18449\,кВА.$$

2.3. Построение картограммы и определение теоретического центра электрических нагрузок

Для определения местоположения ГПП и ЦТП на ситуационном плане предприятия строится картограмма нагрузок цехов, которая выполняется по результатам определения расчетных нагрузок цехов.

Картограмма строится из условия, что площадь кругов на картограмме в выбранном масштабе равняется полной нагрузке цехов. Радиус круга определяется по формуле:

$$r_i = \sqrt{\frac{S_{p.i}}{m \cdot \pi}},$$

где $S_{p.i}$ – расчетная низковольтная (высоковольтная) нагрузка i-го цеха, кВА;

m – выбранный самостоятельный масштаб, кВА/мм^2.

Цех №1: НН $r_i = \sqrt{\frac{2609{,}6}{1 \cdot 3{,}14}} = 28{,}8$ *мм*; ВН $r_i = \sqrt{\frac{8370}{1 \cdot 3{,}14}} = 51{,}6$ *мм*.

Цех №2: НН $r_i = \sqrt{\frac{2679{,}1}{1 \cdot 3{,}14}} = 29{,}2$ *мм*; ВН $r_i = \sqrt{\frac{9345}{1 \cdot 3{,}14}} = 54{,}5$ *мм*.

Цех №3: НН $r_i = \sqrt{\frac{1241{,}3}{1 \cdot 3{,}14}} = 19{,}8$ *мм*; ВН $r_i = \sqrt{\frac{2195}{1 \cdot 3{,}14}} = 26{,}4$ *мм*.

Цех №4: НН $r_i = \sqrt{\frac{108{,}1}{1 \cdot 3{,}14}} = 5{,}8$ *мм*;

Цех №5: НН $r_i = \sqrt{\frac{8{,}4}{1 \cdot 3{,}14}} = 2{,}6$ *мм*.

Нагрузка до и выше 1000 В чертится отдельными кругами.

Рассчитанные величины сводятся в таблицы 4 и 5.

Для определения местоположения ГПП необходимо найти центр электрических нагрузок.

На ситуационном плане предприятия произвольно наносятся оси координат X и Y. Координаты центра электрических нагрузок (местоположения ГПП) определяются по формулам:

$$X_0 = \frac{\Sigma S_{p.i} \cdot X_i}{\Sigma S_{p.i}} = \frac{10979{,}6 \cdot 10{,}8 + 12024{,}1 \cdot 5{,}6 + 3436{,}3 \cdot 10}{26440} = 8{,}3,$$

$$Y_0 = \frac{\Sigma S_{p.i} \cdot Y_i}{\Sigma S_{p.i}} = \frac{10979{,}6 \cdot 6{,}3 + 12024{,}1 \cdot 8.7 + 3436{,}3 \cdot 10{,}5}{26440} = 7{,}9,$$

где X_i, Y_i – координаты центра i-го цеха.

Таблица 4 – Расчет картограммы низковольтной нагрузки

№ цеха	Наименование цеха	Расчетная нагрузка, кВА	Радиус, мм
1	ОПКС	2609,6	28,8
2	ЛГ-300Б	2679,1	29,2
3	СК	1241,3	19,8
4	АБК	108,1	5,8
5	Проходная	8,4	2,6

Таблица 5 - Расчет картограммы высоковольтной нагрузки

№ цеха	Наименование цеха	Расчетная нагрузка, кВА	Радиус, мм
1	ОПКС	8370	51,6
2	ЛГ-300Б	9345	54,5
3	СК	2195	26,4

Произведен расчет местоположения ГПП. По полученным Спроектировано место расположения ГПП.

Картограмма нагрузок представлена в приложении А.

3. Выбор схемы внешнего электроснабжения

3.1. Расчет 1-го варианта схемы внешнего электроснабжения

На основании анализа расчетной нагрузки предприятия, расстояния ее от источников питания и ее параметров, принимается решение о необходимости сооружения ГПП.

Число трансформаторов ГПП зависит от категории надежности потребителей на предприятии [4]. Степень надёжности определяться в зависимости от назначения электроустановки, её мощности и перспектив развития. В данном случае надёжность может быть охарактеризована как способность системы электроснабжения и отдельных её элементов обеспечивать выполнение поставленных перед ними задач по бесперебойному питанию электроэнергией данного предприятия, не приводящему к срыву плана производства и к авариям в электрической и технологической частях.

Цеха имеют 1 категорию надежности (что требует установки 2-х трансформаторов) в связи с тем, что перерыв электроснабжения может вызвать повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовому браку продукции, нарушению сложного технологического процесса [1].

Необходимая мощность трансформаторов на ГПП определяется по формуле [5].

$$S_{тр.необх} = (0,6 \div 0,7) \cdot S_{p\Sigma}$$

$$S_{тр.необх} = 0,6 \cdot 18449 = 11069,4 \ \ кВА$$

После этого выбирается ближайшая стандартная мощность трансформаторов ГПП $S_{н.т}$ и их технические параметры. Технические параметры трансформаторов приведены в таблице 6.

Так как по полученным расчетам необходимо выбрать ТД-15000/35, трансформатор является старого типа и при проектировании на перспективу их не применяют. Трансформаторы ТДН–16000/110 проходят по коэффициенту загрузки трансформатора в послеаварийном режиме, так как не

превышают допустимую 1,4, вследствие этого нет необходимости отключать часть потребителей III категории в этом режиме.

Таблица 6 - Технические параметры трансформатора

Тип трансформатора	Количество	$S_н$, кВА	$U_{вн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ	$\Delta P_{хх}$, кВт	$\Delta P_{к.з}$, кВт	$U_{к.з}$, %	$I_{х.х}$, %
ТДН-16000/110	2	16000	115	11	21	86	10,5	0,85

Проверим трансформатор по коэффициенту загрузки.

В нормальном режиме:

$$K_{зн} = \frac{S_{p\Sigma}}{n_T \cdot S_н};$$

где $K_{зн}$ – коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме.

$$K_{зн} = \frac{18449}{2 \cdot 16000} = 0{,}57.$$

В аварийном режиме:

$$K_{зав} = \frac{S_{p\Sigma}}{S_н},$$

где $K_{зав}$ – коэффициент загрузки трансформатора в аварийном режиме.

$$K_{зав} = \frac{18449}{16000} = 1{,}15.$$

На основании анализа возможных источников питания, имеющихся уровней напряжения, расстояния от предприятия, а также мощности самого предприятия намечают два варианта внешнего электроснабжения: 1 вариант для подстанции 110 кВ, а 2 вариант для подстанции 35 кВ. Для технико-экономического сравнения из напряжений, имеющихся на подстанции энергосистемы, выбираем ближайшие стандартные 110 и 35 кВ.

Все расчеты выполняются для первого варианта, а данные расчетов для второго варианта сводятся в соответствующие таблицы.

Для технико-экономического сравнения из напряжений, имеющихся на подстанции энергосистемы, выбираются ближайшие стандартные 110 и

35 кВ.

Далее определяются технико-экономические показатели для следующих вариантов:

1) Строительство ВЛ – 110 кВ от ПС – 110/10 кВ, находящейся на расстоянии 2 км от предприятия;

2) Строительство ВЛ – 35 кВ от линии 35 кВ, находящейся на расстоянии 2 км от предприятия.

Определяются потери мощности в трансформаторах ГПП и рассчитываются нагрузки предприятия с учетом потерь в трансформаторах.

Потери мощности в трансформаторе:

$$\Delta P_{mp} = n \cdot P_{x.x} + n \cdot P_{k.з} \cdot K_з^2;$$

$$\Delta Q\,mp = n \cdot \frac{S_{н.т} \cdot I_{x.x}}{100} + n \cdot \frac{U_k}{100} \cdot S_{н.т} \cdot K_з^2,$$

где $n_Т$ – количество трансформаторов ГПП;

$K_з$ – коэффициент загрузки трансформатора;

$\Delta P_{х.х}$, $\Delta P_{к.з}$ – потери мощности холостого хода и короткого замыкания для трансформатора, кВт;

$I_{х.х}$ – ток холостого хода трансформатора, %;

$U_{к.з}$ – напряжение короткого замыкания для трансформатора, %.

$$\Delta P_{mp} = 2 \cdot 21 + 2 \cdot 86 \cdot 0{,}57^2 = 98 \ \ кВт.$$

$$\Delta Q\,mp = 2 \cdot \frac{16000 \cdot 0{,}85}{100} + 2 \cdot \frac{10{,}5}{100} \cdot 16000 \cdot 0{,}57^2 = 1364 \ \ квар.$$

Определение расчетной нагрузки с учетом потерь в трансформаторах:

$$S`_{pΣ} = \sqrt{\left(P_{pΣ} + \Delta P_{mp}\right)^2 + \left(Q`_{pΣ} + \Delta Q_{mp}\right)^2}.$$

$$S`_{pΣ} = \sqrt{\left(17654 + 98\right)^2 + \left(5357{,}3 + 1364\right)^2} = 18982 \ \ квар.$$

Определение времени максимальных активных потерь:

$$T_a = \left(0{,}124 + \frac{T_{max}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 4391 \ \frac{ч}{год}.$$

Расчет потери активной энергии в трансформаторе:

$$\Delta A_{тр\ а} = n\left(\Delta P_{х.х.} \cdot T_г + K^2_{з.н} \cdot \Delta P_{к.з} \cdot \tau\right)$$

где τ – значение времени максимальных потерь

$$\Delta A_{тр\ а} = 2 \cdot \left(21 \cdot 8760 + 0{,}3249 \cdot 86 \cdot 6202\right) = 715 \ \ тыс.кВт \cdot \frac{час}{год};$$

$$\Delta A_{тр\ р} = \frac{n \cdot S_{н.тр}}{100}\left(\Delta I_{х.х.} \cdot T_г + K^2_{з.н} \cdot \Delta U_{к.з} \cdot \tau\right)$$

$$\Delta A_{тр\ р} = \frac{2 \cdot 16000}{100}\left(0.85 \cdot 8760 + 0.3249 \cdot 10.5 \cdot 6202\right) = 915 \ \ тыс.кВт \frac{час}{год};$$

Результат расчетов сводим в таблицу 7.

Таблица 7 - Результаты расчетов потерь мощности в трансформаторе ГПП

Тип трансформатора	$\Delta P_к$, кВт	$\Delta P_{х.х}$, кВт	$\Delta P_{тр}$, кВт	$\Delta Q_{тр}$, кВА	$S`_{p\Sigma}$, кВА	$\Delta A_{ат}$, $тыс.кВт \cdot$
ТДН–16000/110	86	21	98	1364	18982	915

3.1.1. Выбор и проверка линий

Выбор сечения питающей линии, которая осуществляет питание ГПП по экономической плотности тока, выполняется по требованиям ПУЭ и проверяется на нагрев.

Для графика работы предприятия эконмическая плотность тока $J_{эк}$=1,2 А/мм^2, согласно - [2].

T_{max}=5840 ч/год.

Определение расчетного тока и экономического сечения провода линии:

$$I_p = \frac{S`_{p\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot n_T \cdot U_H};$$

$$I_p = \frac{18982}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 49{,}8 \ \ A.$$

$$F_{эк} = \frac{I_p}{J_{эк}};$$

$$F_{эк} = \frac{49,8}{1,2} = 41,5 \ \ мм^2.$$

где n=2 – количество линий;

$U_н$ – напряжение питающей линии, кВ.

Принимается провод марки АС-185/29.

Технические данные выбранного провода:

r_0=0,129 Ом/км – удельное активное сопротивление провода;

x_0=0,413 Ом/км – удельное реактивное сопротивление провода;

$I_{доп}$=500 А – продолжительный допустимый ток.

Определение допустимого нагрева в послеаварийном режиме по условию:

$$I_{доп} > 2 \cdot I_р;$$

$$I_{доп} > 2 \cdot 49,8 = 99,6 \text{ А}.$$

где $I_{доп}$ – ток линии в послеаварийном режиме, А.

Условие по нагреву выполняется.

Ток в линии в послеаварийном режиме:

$$I_{ав} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_H};$$

$$I_{ав} = \frac{18449}{\sqrt{3} \cdot 110} = 96,9 \ \ A.$$

Принятое стандартное сечение линии проверяется по допустимым потерям напряжений в нормальном и послеаварийном режимах:

$$\Delta u = \frac{P \cdot r + Q \cdot x}{U_H^2 \cdot 10^3} \cdot 100\%;$$

$$\Delta u = \frac{17654 \cdot 0,258 + 13457,3 \cdot 0,826}{110^2 \cdot 10^3} \cdot 100\% = 1,3 \ \ \%.$$

где P, Q – активная и реактивная нагрузки линии, кВт, квар;

$$\Delta U_{ав\ \%} = 2 \cdot \Delta U_н = 2 \cdot 1,3 = 2,6\ \%.$$

$r=r_0 \cdot 1$, $x=x_0 \cdot 1$ – активное и реактивное сопротивление линии, которые определяются по удельным значениям сопротивлений и длине питающей линии, Ом.

$r=r_0 \cdot 1 = 0,129 \cdot 2 = 0,258$ Ом;

$x=x_0 \cdot 1=0{,}413 \cdot 2=0{,}826$ Ом.

где l=2 км – длина линии питания для данного варианта.

Так как потери напряжения не превышают допустимые, которые равняются $\Delta U_{н.доп}=5\%$; $\Delta U_{ав.доп}=10\%$, то выбранная линия проходит по потерям напряжения.

Результаты выбора и проверки линии вводятся в таблицу 8.

Таблица 8 – Выбор и проверка линии, которая питает ГПП

$I_р$, А	F_{ek}, мм^2	Марка провода	$I_{доп}$, А	r_0, Ом/км	x_0, Ом/км	l, км	R, Ом	X, Ом	$\Delta U_н$, кВ	$\Delta U_{ав}$, кВ
49,5	41,25	АС-185/ 29	500	0,129	0,413	2	0,258	0,826	1,3	2,6

Определение потери мощности в линии:

$$\Delta P_л=3 \cdot I_p^2 \cdot R \cdot n_T=3 \cdot 2450{,}25 \cdot 0{,}258 \cdot 2=3793 \ \ тыс.кВт$$

$$\Delta Q_л=3 \cdot I_p^2 \cdot X \cdot n_T=3 \cdot 2450{,}25 \cdot 0{,}826 \cdot 2=12143 \ \ тыс.кВт$$

Время максимальных потерь, ч:

$$\tau=\left(0{,}124+\frac{T_M}{10000}\right) \cdot 8760 \ [ч]$$

$$\tau=\left(0{,}124+\frac{5840}{10000}\right) \cdot 8760=6202 \ [ч]$$

где $T_М$ – число часов использования максимума нагрузки - [3].

Расчет потери электроэнергии в линиях:

$$\Delta A_{ал}=\Delta P_л \cdot \tau=3793 \cdot 6202=23524 \ \ кВт \cdot \frac{час}{год};$$

$$\Delta A_{лр}=\Delta Q_л \cdot \tau=12143 \cdot 6202=75310 \ \ кВт \cdot \frac{час}{год}.$$

Суммарные потери энергии по варианту электроснабжения:

$$\Delta A_{a\Sigma}=\Delta A_{тр\ а}+\Delta A_{л\ а}=715+23524=738524 \ \ кВт \cdot \frac{час}{год};$$

$$\Delta A_{p\Sigma}=\Delta A_{тр\ р}+\Delta A_{л\ р}=915+75310=990310 \ \ кВт \cdot \frac{час}{год};$$

Результаты расчетов мощности и электроэнергии в линии сводятся в таблицу 9.

Таблица 9 – Потери мощности и электроэнергии в линии

Потери мощности в линии		Потери электроэнергии в линиях		Суммарные потери энергии	
$\Delta P_{л}$, *тыс.кВт*	$\Delta Q_{л}$, *тыс.кВт*	$\Delta A_{ал}$, $тыс.кВт \cdot \frac{час}{год}$	$\Delta A_{лр}$, $тыс.кВт \cdot \frac{час}{год}$	$\Delta A_{a\Sigma}$, *мил.кВт* $\cdot \frac{час}{год}$	$\Delta A_{p\Sigma}$, *мил.кВт* $\cdot \frac{час}{год}$
3793	12143	23524	75310	738524	990310

3.1.2.Технико-экономические обоснование проектных решений

Экономичность вариантов определяется приведенными затратами на систему электроснабжения. Этот критерий, используемый при выполнении следующих условий сравнения вариантов:

1) сопоставление цен на электрическое оборудование;
2) одинаковая надежность электроснабжения в вариантах (не менее 0,996);
3) одинаковый производственный эффект (при любом варианте электроснабжения потребителей от шин источника питания будет отпущено одинаковое количество электроэнергии);
4) одинаковый срок сооружения объектов.

Приведенные затраты рассчитываются по выражению:

$$C = E_{н} \cdot K_{\Sigma} + И_{\Sigma} = 0{,}15 \cdot 645800 + 2136459 = 2233329 \ \frac{руб}{год};$$

где $E_{н}$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений равняется для нефтеперерабатывающей промышленности 0,15 за 1/год;

Суммарные капиталовложения:

$$K_{\Sigma} = K_{эс} + K_{об} + K_{л} = 79800 + 26000 + 540000 = 645800 \ тыс.руб.$$

Суммарные капиталовложения состоят из капиталовложений в дополнительное оборудование для покрытия потерь мощности в сети $K_{эс}$, капиталовложений в оборудование $K_{об}$ и капиталовложений в линию $K_{л}$.

Стоимость дополнительного оборудования для покрытия потерь мощности в сети:

$$K_{эс} = K_{уд}^{эс} \cdot \left(\Delta P_{л} + \Delta P_{тр} \right) = 79800 \ \ тыс.руб.$$

Суммарные затраты:

$$И_{\Sigma} = И_{л} + И_{обл} + И_{\Delta W\Sigma} = 43200 + 25392 + 2067867 = 2136459 \ \ руб.$$

Суммарные затраты составляются эксплуатационных затрат на линии $И_{л}$:

$$И_{л} = \frac{P_{л}}{100} \cdot K_{л} = \frac{8}{100} \cdot 540000 = 43200 \ \ тыс. \frac{руб}{год}.$$

где, $И_{обл}$ - *эксплуатационные затраты на оборудование*.

где $P_{л}$ - нормы отчислений от капитальных вложений на эксплуатацию линий, %; - [6].

Эксплуатационные затраты на оборудование - $И_{обл}$:

$$И_{обл} = \frac{P_{обл}}{100} \cdot \left(K_{обл} + K_{ес} \right) = \frac{24}{100} \cdot \left(26000 + 79800 \right) = 25392 \ \ \frac{руб}{год}.$$

где $P_{обл}$ - нормы отчислений от капитальных вложений на эксплуатацию оборудования, %; - [6].

Эксплуатационные затраты, связанные с покрытием потерь электроэнергии, $И_{\Delta W\Sigma}$, $тыс. \frac{руб}{год}$.

$$И_{\Delta W\Sigma} = b \cdot \Delta A_{a\Sigma} = 2{,}8 \cdot 738524 = 2067867 \ \ \frac{руб}{год}.$$

где b= 2,8 руб/1кВ·час – стоимость электроэнергии;

$\Delta A_{a\Sigma}$ – потери активной электроэнергии в элементах сети, кВт·час.

Расчет годовых затрат представлен в таблице 10.

Таблица 10 – Расчет годовых затрат

$Р_{л}$, % год	$К_{л}$, тыс.руб	$И_{л}$, $тыс. \frac{руб}{год}$	$Р_{обл}$, % год	$К_{обл+}$ $К_{ес}$, тыс.руб	$И_{обл}$, $\frac{руб}{год}$	$\Delta A_{a\Sigma}$, кВт·год	$И_{\Delta W\Sigma}$, $\frac{руб}{год}$

8	540000	43200	24	105800	25932	738524	2067867

Таблица 11 – Экономический расчет

$К_л$, тыс.руб	$K_{обл}$, тыс.руб	$К_{ес}$, тыс.руб	K_Σ, тыс.руб	$И_\Sigma$, руб	С, $\frac{руб}{год}$
27000	26000	79800	645800	2136459	2233329

Капитальные затраты на построение линии определяется:

$$K_л = K_{ло} \cdot l \cdot n = 135000 \cdot 2 \cdot 2 = 540000 \ \ тыс.руб.$$

где: $K_{ло}$ - капитальные затраты на построение 1 километра линии согласно - [6]., $тыс. \frac{руб}{км}$;

l - длина линии, км.

Результаты расчетов капитальных затрат на построение линий сводятся в таблицу 12.

Таблица 12 – Капитальные затраты на построение линий

Марка провода	Тип опор	$K_{ло}$, $тыс. \frac{руб}{км}$	l, км	$K_л$, тыс.руб.
А-185/29	Железобетонные двух цепные	135000	2	270000

3.1.3. Выбор электрических аппаратов и токоведущих частей ГПП

Все аппараты и токоведущие части выбираются по условиям работы в нормальном режиме, на термическую и динамическую стойкость.

Выбор оборудования для U-110/10 кВ представлено в таблице 13.

Таблица 13 – Выбор оборудования U-110 кВ

Название оборудования	Тип	Стоимость, тыс.руб	Количество	Итого, тыс.руб
Выключатели 110 кВ	3AP1FG-145/ EK (Siemens)	150	2	300
Выключатели 10 кВ	SION 3AE5 (Siemens)	138	2	276
Разъединители	РГ-2-110/1000У1	140	4	560
Секционный выключатель	ВВЭ-10-20/1600У3	95	2	190
Разрядники	РВС-110У1	50	4	200
Трансформаторы	ТДН – 16000/110	300	2	600
Итого общая стоимость:				2126000

Выбор выключателей на стороне 110 кВ:

Согласно - [7]. выбор выключателей производится по следующим параметрам:

1) по номинальному напряжению:

$$U_{В\ ном} \geq U_{С\ ном};$$

2) по току продолжительного режима:

$$I_{В\ ном} \geq I_{па};$$

Проверяется по:

1) термической стойкости:

$$I^2_{терм} \cdot t_{терм} \geq B_к;$$

2) электродинамической стойкости:

$$i_{пр.с} \geq i_{n\ z};$$

3) отключающей способности на симметричный ток отключения:

$$I_{пр.с} \geq I_{n\ z};$$

4) отключающей способности апериодической составляющей тока отключения:

$$\sqrt{2}\cdot\beta_{ном}\cdot I_{отк.ном}\geq i_{a\ z}.$$

где $I_{отк.ном}$ – номинальный ток отключения выключателя;

$\beta_{ном}$ - номинальное значение апериодической составляющей в отключаемом токе.

При определении длительного максимального рабочего тока учитывается коэффициент перегрузки $\kappa_n = 1{,}5$.

Наибольший ток протекающий через выключатель 110 кВт ГПП равен:

$$I_{па} = \frac{K_n \cdot S_{T\ ном}}{\sqrt{3}\cdot U_{ВН\ ном}} = \frac{1{,}5\cdot 16000}{1{,}73\cdot 110} = 126{,}1\ \ A.$$

Минимальный номинальный ток элегазовых выключателей на 110 кВ, выпускаемых промышленностью $I_{ном}$ = 2000 А, поэтому выбирается из - [7]. к установке в РУВН 110 кВ выключатели типа 3AP1FG-145/EK (Siemens). Проверку выбранного для установки выключателя производится табличным способом, где размещается расчетные и каталожные данные.

Таблица 14 – Проверка выключателя по условиям

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия проверки
$U_{C\ ном} = 110\ \ кВ$	$U_{В\ ном} = 110\ \ кВ$	$U_{В\ ном} \leq U_{С\ ном}$
$I_{па} = 126{,}7\ \ А$	$I_{В\ ном} = 2000\ \ А$	$I_{В\ ном} \leq I_{па}$
$I_{kl}^{(3)} = 60\ \ кА$	$I_{пр.с} = 40\ \ кА$	$I_k^{(3)} \leq I_{пр.с}$
$i_{y1} = 28{,}6\ \ кА$	$i_{дин} = 102\ \ кА$	$i_y \leq i_{дин}$
$i_{n\ z} = 60\ \ кА$	$I_{отк.ном} = 40\ \ кА$	$i_{n\ z} \leq I_{отк.ном}$
$i_{a\ z} = 0{,}31\ \ кА$	$\sqrt{2}\cdot\beta_{ном}\cdot I_{отк.ном} = = \sqrt{2}\cdot 0{,}4\cdot 40 = 22$	$\sqrt{2}\cdot\beta_{ном}\cdot I_{отк.ном}\geq i_{a\ z}$
$B_{к1} = \left(I_{kl}^{(3)}\right)\cdot t_n = 14{,}2^2\cdot 0{,}65 = 13$	$I_{терм}^2\cdot t_{терм} = 20^2\cdot 2 = = 800\ \ кА^2\cdot с$	$I_{терм}^2\cdot t_{терм}\geq B_к$

Проверка показала, что выбранный выключатель подходит данным условиям и принято решение к установке в РУВН 110 кВ выключатели типа 3AP1FG-145/EK (Siemens).

Выбор выключателей на стороне 10 кВ.

Для выбора выключателей на стороне 10 кВ будут использоваться те же условия, что и для выбора выключателей на стороне 110 кВ:

$$I_{па} = \frac{K_n \cdot S_{T\ ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН\ ном}} = \frac{1{,}5 \cdot 16000}{1{,}73 \cdot 10} = 1387{,}3\ \ A.$$

Для вводных ячеек из [8] выбираются выключатели типа SION 3AE5 (Siemens)с номинальными данными, представленными в таблице 15.

Таблица 15 – Проверка выключателя по условиям

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия проверки
$U_{С\ ном} = 10\ \ кВ$	$U_{В\ ном} = 10\ \ кВ$	$U_{В\ ном} \le U_{С\ ном}$
$I_{па} = 1387{,}3\ \ А$	$I_{В\ ном} = 1600\ \ А$	$I_{В\ ном} \le I_{па}$
$I_{kl}^{(3)} = 7\ \ кА$	$I_{пр.с} = 20\ \ кА$	$I_k^{(3)} \le I_{пр.с}$
$i_{у1} = 20{,}6\ \ кА$	$i_{дин} = 52\ \ кА$	$i_у \le i_{дин}$
$i_{n\ z} = 7\ кА$	$I_{отк.ном} = 20\ \ кА$	$i_{n\ z} \le I_{отк.ном}$
$i_{a\ z} = 0\ \ кА$	$\sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{отк.ном} = 11{,}3\ \ кА$	$\sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{отк.ном} \ge i_{a\ z}$
$B_{к1} = \left(I_{kl}^{(3)}\right) \cdot t_n = 41{,}5\ \ к\,А^2 \cdot с$	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 40^2 \cdot 3 = 1200\ \ кА^2 \cdot с$	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \ge B_к$

Выбранный выключатель SION 3AE5 (Siemens) удовлетворяет всем условиям выбора.

В качестве секционного выключателя выбирается выключатель типа ВВЭ-10-20/1600У3 с номинальными параметрами, представленными в таблице 16. В той же таблице представлены расчетные параметры.

Длительный рабочий ток секционного выключателя равен:

$$I_{па} = \frac{K_n \cdot S_{T\ ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН\ ном}} = \frac{0{,}75 \cdot 16000}{1{,}73 \cdot 10} = 693{,}6\ \ A,$$

где коэффициент перегрузки $к_n = 0{,}75$.

Таблица 16 – Проверка выключателя по условиям

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия проверки
$U_{С\ ном} = 10\ \ кВ$	$U_{В\ ном} = 10\ \ кВ$	$U_{В\ ном} \le U_{С\ ном}$
$I_{па} = 693{,}6\ \ А$	$I_{В\ ном} = 1600\ \ А$	$I_{В\ ном} \le I_{па}$

$I_{kl}^{(3)}=7\ кА$	$I_{пр.с}=20\ \ кА$	$I_{k}^{(3)}\le I_{пр.с}$
$i_{у1}=20,6\ \ кА$	$i_{дин}=52\ \ кА$	$i_{у}\le i_{дин}$
$i_{n\ z}=7,99\ \ кА$	$I_{ТК.ном}=20\ \ кА$	$i_{n\ z}\le I_{ТК.ном}$
$i_{a\ z}$=0 кА	$\sqrt{2}\cdot\beta_{ном}\cdot I_{ТК.ном}=\sqrt{2}\cdot 0,4\cdot 20=11,3$	$\sqrt{2}\cdot\beta_{ном}\cdot I_{ТК.ном}\ge i_{a\ z}$
$B_{к1}=\left(I_{kl}^{(3)}\right)\cdot t_{n}=41,5\ \ к\,А^{2}\cdot с$	$I_{терм}^{2}\cdot t_{терм}=40^{2}\cdot 3=1200\ \ кА^{2}\cdot с$	$I_{терм}^{2}\cdot t_{терм}\ge B_{к}$

Таким образом, по всем параметрам выбранный секционный выключатель проходит.

Выбор разъединителей на стороне 110 кВ.

Выбор разъединителей осуществляется по следующим условиям - [7].:

1) по напряжению:

$$U_{р\ ном}\ge U_{с\ ном};$$

2) по длительному току рабочего режима:

$$I_{р\ ном}\ge I_{па};$$

Проверка:

1) по динамической стойкости:

$$i_{у}\le i_{дин};$$

2) по термической стойкости:

$$I_{терм}^{2}\cdot t_{терм}\ge B_{к};$$

Выбор производится в табличной форме. Из - [9] выбирается разъединитель типа РВС-110У1 удовлетворяющий условиям РД-153-34.0-20.527-98.

Таблица 17 – Проверка выключателя по условиям

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия проверки
$U_{С\ ном}=10\ \ кВ$	$U_{В\ ном}=10\ \ кВ$	$U_{В\ ном}\le U_{С\ ном}$
$I_{па}=126,1\ \ А$	$I_{В\ ном}=1000\ \ А$	$I_{В\ ном}\le I_{па}$
$i_{у1}=28,6\ \ кА$	$i_{дин}=32\ \ кА$	$i_{у}\le i_{дин}$

$B_{к1}=\left(I_{kl}^{(3)}\right)\cdot t_n=131{,}1\ \ к A^2\cdot c$	$I_{терм}^2\cdot t_{терм}=31{,}5^2\cdot 1=992\ \ кA^2\cdot c$	$I_{терм}^2\cdot t_{терм}\geq B_к$

На основании табличных данных в РУ-110 кВ выбираются разъединители РВС-110У1.

На рисунке 2 представлена внешняя схема электроснабжения предприятия.

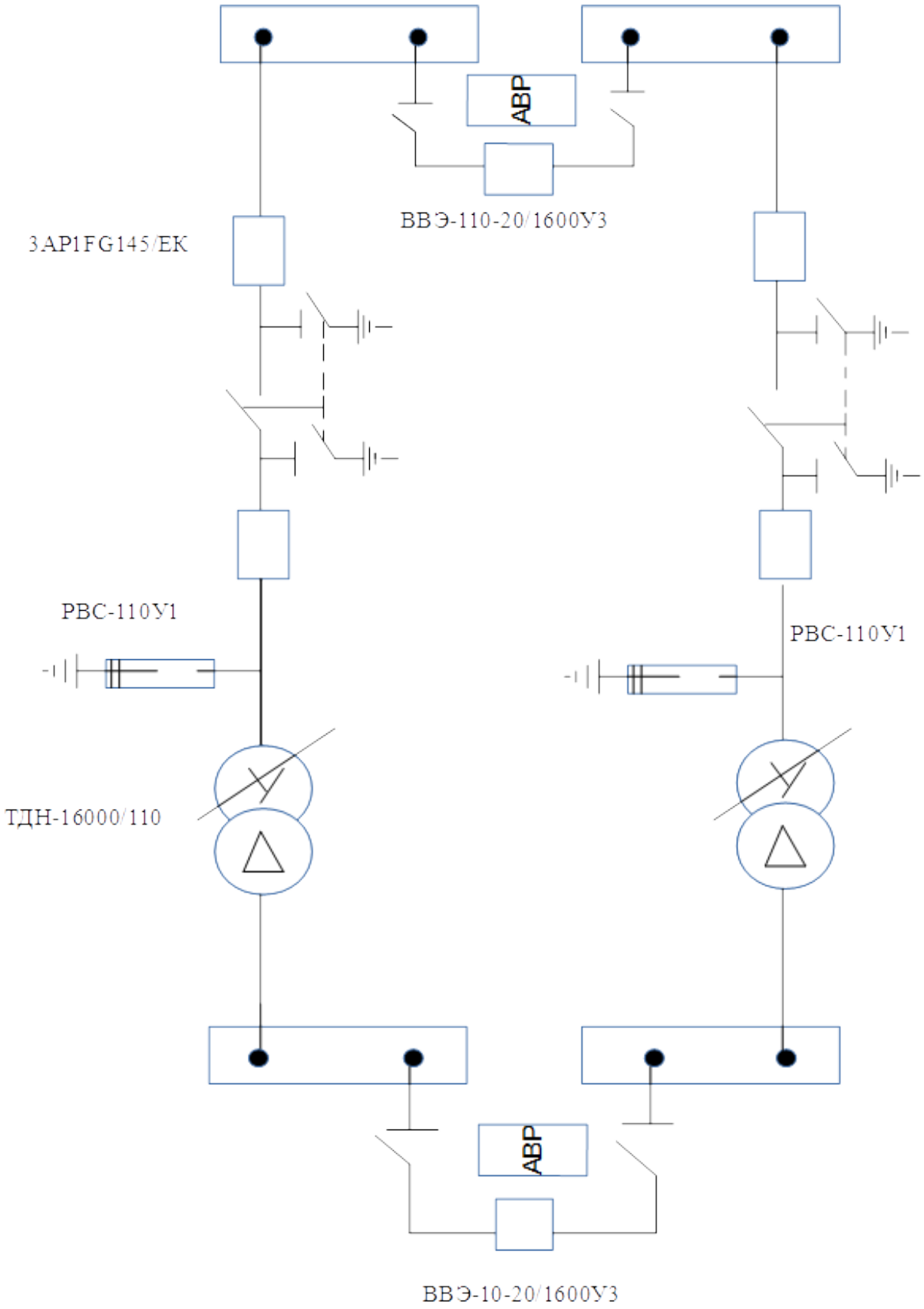


Рисунок 2 – Внешняя схема электроснабжения предприятия

3.2. Расчет 2го варианта схемы внешнего электроснабжения

Расчет выполняется аналогично с первым вариантом.

Таблица 18 – Технические параметры трансформаторов

Тип трансформатора	Количест-во	$S_н$, кВА	$U_{вн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ	$\Delta P_{хх}$, кВт	$\Delta P_{к.з}$, кВт	$U_{к.з}$, %	$I_{х.х}$, %
ТДН – 16000/35	2	16000	38,5	10,5	17	85	7,5	0,7

Потери мощности в трансформаторе:

$$\Delta P_{тр} = n \cdot P_{х.х} + n \cdot P_{к.з} \cdot K_{зн}^2;$$

$$\Delta P_{тр} = 2 \cdot 17 + 2 \cdot 85 \cdot 0{,}57^2 = 89{,}3 \ \ кВт.$$

$$\Delta Q тр = n \cdot \frac{S_{н.т} \cdot I_{х.х}}{100} + n \cdot \frac{U_{к.з}}{100} \cdot S_{н.т} \cdot K_{зн}^2;$$

$$\Delta Q тр = 2 \cdot \frac{16000 \cdot 0{,}7}{100} + 2 \cdot \frac{7{,}5}{100} \cdot 16000 \cdot 0{,}57^2 = 1004 \ \ квар.$$

где $n_Т$ – количество трансформаторов ГПП;

$K_з$ – коэффициент загрузки трансформатора;

$\Delta P_{х.х}$, $\Delta P_{к.з}$ – потери холостого хода и короткого замыкания для трансформатора, кВт;

$I_{х.х}$ – ток холостого хода трансформатора, %;

$K_{зн}$ – коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме;

$U_{к.з}$ – напряжение короткого замыкания для трансформатора, %.

Определение расчетной нагрузки с учетом потерь в трансформаторах:

$$S`_{pΣ} = \sqrt{(P_{pΣ} + \Delta P_{тр})^2 + (Q`_{pΣ} + \Delta Q^{\square}_{тр})^2};$$

$$S`_{pΣ} = \sqrt{(17654 + 89{,}3)^2 + (5357{,}3 + 1004)^2} = 18849 \ \ квар.$$

Определение время максимальных активных потерь:

$$T_a = (0{,}124 + \frac{T_{max}}{10000})^2 \cdot 8760 = 4391 \ \frac{г}{год}.$$

Потери электроэнергии в трансформаторе:

$$\Delta A_{тр\ а} = n \cdot \left(\Delta P_{х.х} \cdot T_г + K^2_{з.н} \cdot \Delta P_{к.з} \cdot \tau \right) =$$

$$= 2 \cdot \left(17 \cdot 8760 + 0{,}3249 \cdot 85 \cdot 6202 \right) = 640{,}4 \ \ тыс. \frac{час}{год};$$

$$\Delta A_{тр\ р} = \frac{n \cdot S_{н.тр}}{100} \cdot \left(I_{х.х} \cdot T_г + K^2_{з.н.} \cdot U_{к.з} \cdot \tau \right) = = \frac{2 \cdot 16000}{100} \cdot \left(0{,}7 \cdot 8760 + 0{,}3249 \cdot 7{,}5 \cdot 6202 \right) = 6798 \ \ тыс. \frac{час}{год}.$$

Результат расчетов сводится в таблицу 19.

Таблица 19 – Результаты расчетов потерь мощности в трансформаторе ГПП

Тип трансформатора	$\Delta P_{к.з}$, кВт	$\Delta P_{х.х}$, кВт	$\Delta P_{тр}$, кВт	$\Delta Q_{тр}$, кВА	$S`_{p\Sigma}$, кВА	$\Delta A_{ат}$, $тыс.кВт\cdot$
ТДН – 16000/35	85	17	89,3	1004	18816	640,4

3.2.1. Выбор и проверка линии питания ГПП

Выбор сечения питающей линии, которая осуществляет питание ГПП по экономической плотности тока, выполняется по требованиям ПУЭ и проверяется на нагрев.

Для графика работы предприятия экономическая плотность тока $J_{ек}$=1,2 А/мм^2, согласно

T_{max}=5840 ч/год.

Определение расчетного тока и экономического сечения провода линии:

$$I_p = \frac{S`_{p\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot n_T \cdot U_H};$$

$$I_p = \frac{18816}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 155{,}4 \ \ A.$$

$$F_{ek} = \frac{I_p}{J_{ek}};$$

$$F_{ek} = \frac{155{,}4}{1{,}2} = 129{,}5 \ \ мм^2.$$

где n=2 – количество линий;

$U_н$ – напряжение питающей линии. кВ.

Принимается провод марки АСК-185/29.

Технические данные выбранного провода:

r_0=0,162 Ом/км – удельное активное сопротивление провода;

x_0=0,413 Ом/км – удельное реактивное сопротивление провода;

$I_{доп}$=500 А – продолжительный допустимый ток.

Определение допустимого нагрева в послеаварийном режиме по условию:

$$I_{доп}>2\cdot I_р;$$

$$I_{доп}>2\cdot 155,4=311 \text{ А}.$$

где $I_{доп}$ – ток линии в послеаварийном режиме, А.

Ток в линии в послеаварийном режиме:

$$I_{ав}=\frac{S_p}{\sqrt{3}\cdot U_н};$$

Условие по нагреву выполняется.

$$I_{ав}=\frac{18449}{\sqrt{3}\cdot 35}=305\ A.$$

Принятое стандартное сечение линии проверяется по допустимым потерям напряжений в нормальном и послеаварийном режимах:

$$\Delta u=\frac{P\cdot r+Q\cdot x}{U_н^2\cdot 10^3}\cdot 100\,\%;$$

$$\Delta u=\frac{17654\cdot 0,324+13457,3\cdot 0,826}{35^2\cdot 10^3}\cdot 100\,\%=1,4\,\%.$$

где P, Q – активная и реактивная нагрузки линии, кВт, квар;

$$\Delta U_{ав\,\%}=2\cdot\Delta U_н=2\cdot 1,4=2,8\%.$$

Так как потери напряжения не превышают допустимые, которые равняются $\Delta U_{н.доп}$=5%; $\Delta U_{ав.доп}$=10%, то выбранная линия проходит по потерям напряжения.

Результаты выбора и проверки линии вводятся в таблицу 20.

Таблица 20 – Выбор и проверка линии¸ которая питает ГПП

$I_р$, А	F_{ek}, мм^2	Марка провода	$I_{доп}$, А	r_0, Ом/км	x_0, Ом/км	l, км	R, Ом	X, Ом	$\Delta U_н$, кВ	$\Delta U_{ав}$, кВ

155,4	129,5	АСК-185/29	500	0,162	0,413	2	0,324	0,826	1,5	3,0

$r=r_0 \cdot 1$, $x=x_0 \cdot 1$ – активное и реактивное сопротивление линии, которые определяются по удельным значениям сопротивлений и длине питающей линии, Ом.

$r=r_0 \cdot 2=0,162 \cdot 2=0,324$ Ом;

$x=x_0 \cdot 2=0,413 \cdot 2=0,826$ Ом.

где l=2 км – длина линии питания для данного варианта.

Определение потери мощности в линии:

$$\Delta P_л = 3 \cdot I_p^2 \cdot R \cdot n_T = 3 \cdot 24149,2 \cdot 0.324 \cdot 2 = 47000 \ \ тыс.кВт$$

$$\Delta Q_л = 3 \cdot I_p^2 \cdot X \cdot n_T = 3 \cdot 24149,2 \cdot 0,826 \cdot 2 = 12000 \ \ тыс.кВт$$

Время максимальных потерь, ч:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000}\right) \cdot 8760;$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{5840}{10000}\right) \cdot 8760 = 6202.$$

где $T_М$ – число часов использования максимума нагрузки - [3].

Расчет потери электроэнергии в линиях:

$$\Delta A_{ал} = \Delta P_л \cdot \tau = 47 \cdot 6202 = 291,5 \ \ кВт \cdot \frac{час}{год};$$

$$\Delta A_{лр} = \Delta Q_л \cdot \tau = 120 \cdot 6202 = 744,3 \ \ кВт \cdot \frac{час}{год}.$$

Суммарные потери энергии по варианту электроснабжения:

$$\Delta A_{a\Sigma} = \Delta A_{тр\ а} + \Delta A_{л\ а} = 640,4 + 291,5 = 931,9 \ \ кВт \cdot \frac{час}{год};$$

$$\Delta A_{р\Sigma} = \Delta A_{тр\ р} + \Delta A_{л\ р} = 6798 \ + 744,3 = 7542,3 \ \ кВт \cdot \frac{час}{год};$$

Результаты расчетов мощности и электроэнергии в линии сводятся в таблицу 21.

Таблица 21 – Потери мощности и электроэнергии в линии

Потери мощности в	Потери электроэнергии в	Суммарные потери

линии		линиях		энергии	
$\Delta P_л$, $тыс.кВт$	$\Delta Q_л$, $тыс.кВт$	$\Delta A_{ал}$, $тыс.кВт \cdot \frac{час}{год}$	$\Delta A_{лр}$, $тыс.кВт \cdot \frac{час}{год}$	$\Delta A_{a\Sigma}$, $тыс.кВт \cdot \frac{час}{год}$	$\Delta A_{p\Sigma}, тыс. кВт \cdot \frac{час}{год}$
47	120	291,5	744,3	931,9	7542,3

3.2.2. Технико-экономические обоснование проектных решений

Приведенные затраты рассчитываются по выражению:

$$C = E_н \cdot K_\Sigma + И_\Sigma = 0{,}15 \cdot 645000 + 2677720 = 2774470 \ \frac{руб}{год};$$

где $E_н$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений равняется для нефтеперерабатывающей промышленности 0,15 за 1/год;

Суммарные капиталовложения:

$$K_\Sigma = K_{эс} + K_{об} + K_л = 87000 + 18000 + 540000 = 645000 \ тыс.руб.$$

Суммарные капиталовложения состоят из капиталовложений в дополнительное оборудование для покрытия потерь мощности в сети $K_{эс}$, капиталовложений в оборудование $K_{об}$ и капиталовложений в линию $K_л$.

Стоимость дополнительного оборудования для покрытия потерь мощности в сети:

$$K_{эс} = K_{уд}^{эс} \cdot \left(\Delta P_л + \Delta P_{тр}\right) = 87000 \ тыс.руб.$$

Суммарные затраты:

$$И_\Sigma = И_л + И_{обл} + И_{\Delta W\Sigma} = 43200 + 25200 + 2609320 = 2677720 \ руб.$$

Суммарные затраты составляются эксплуатационных затрат на линии $И_л$, $И_{обл}$ - эксплуатационные затраты на оборудование.

$$И_л = \frac{P_л}{100} \cdot K_л = \frac{8}{100} \cdot 540000 = 432000 \ тыс. \frac{руб}{год}.$$

где $P_л$ - нормы отчислений от капитальных вложений на эксплуатацию линий, %; - [6].

Эксплуатационные затраты на оборудование - $И_{обл}$:

$$И_{обл} = \frac{P_{обл}}{100} \cdot \left(K_{обл} + K_{эс}\right) = \frac{24}{100} \cdot \left(18000 + 87000\right) = 25200 \ тыс. \frac{руб}{год}.$$

где $P_{обл}$ - нормы отчислений от капитальных вложений на эксплуатацию оборудования, %; - [6].

Эксплуатационные затраты, связанные с покрытием потерь электроэнергии, $И_{\Delta W\Sigma}$, $тыс.\frac{руб}{год}$.

$$И_{\Delta W\Sigma} = b \cdot \Delta A_{a\Sigma} = 2{,}8 \cdot 931900 = 2609320 \ \frac{руб}{год}.$$

где b= 2,8 руб/1кВ·час – стоимость электроэнергии;

$\Delta A_{a\Sigma}$ – потери активной электроэнергии в элементах сети, кВт·час.

Расчет годовых затрат представлен в таблице 22.

Таблица 22 – Расчет годовых затрат

$Р_л$, % год	$К_л$, тыс.руб	$И_л$, $тыс.\frac{руб}{год}$	$Р_{обл}$, % год	$К_{обл}$ + $К_{ес}$, тыс.руб	$И_{обл}$, $тыс.\frac{руб}{год}$	$\Delta A_{a\Sigma}$, кВт·год	$И_{\Delta W\Sigma}$, $\frac{руб}{год}$
8	540000	43200	24	26700	25200	931900	2609320

Таблица 23 – Экономический расчет

$К_л$, тыс.руб	$K_{обл}$, тыс.руб	$К_{ес}$, тыс.руб	K_Σ, тыс.руб	$И_\Sigma$, руб	С, $\frac{руб}{год}$
540000	18000	87000	645000	2677720	27774470

Капитальные затраты на построение линии определяется:

$$K_л = K_{ло} \cdot l \cdot n = 135 \cdot 2 \cdot 2 = 540000 \ \ тыс.руб.$$

где $K_{ло}$ - капитальные затраты на построение 1 километра линии согласно - [6]., $тыс.\frac{руб}{км}$;

l - длина линии, км.

Результаты расчетов капитальных затрат на построение линий сводятся в таблицу 24.

Таблица 24 – Капитальные затраты на построение линий

Марка провода	Тип опор	$K_{ло}$, $тыс.\frac{руб}{км}$	l, км	$K_л$, тыс.руб.
А-185/29	Железобетонные двух цепные	135000	2	540000

3.2.3. Выбор электрических аппаратов и токоведущих частей ГПП

Все аппараты и токоведущие части выбираются по условиям работы в нормальном режиме, на термическую и динамическую стойкость.

Выбор оборудования для U-35/6 кВ представлено в таблице 25.

Таблица 25 – Выбор оборудования U-35 кВ

Название оборудования	Тип	Стоимость, тыс.руб	Количество	Итого, тыс.руб
Выключатели 35 кВ	ВБН-35-20/1600 УХЛ-1	145	2	290
Выключатели 6 кВ	SION 3AE5 (Siemens)	120	4	480
Разъединители	РДЗ-35/1000У ХЛ-1	90	4	360
Секционный выключатель	ВБСН-10-25/1000У3	95	2	190
Разрядники	РВС-35У1	40	4	160
Трансформаторы	ТДН – 16000/35	300	2	600
Итого общая стоимость:				2080000

На рисунке 3 представлена внешняя схема электроснабжения предприятия.

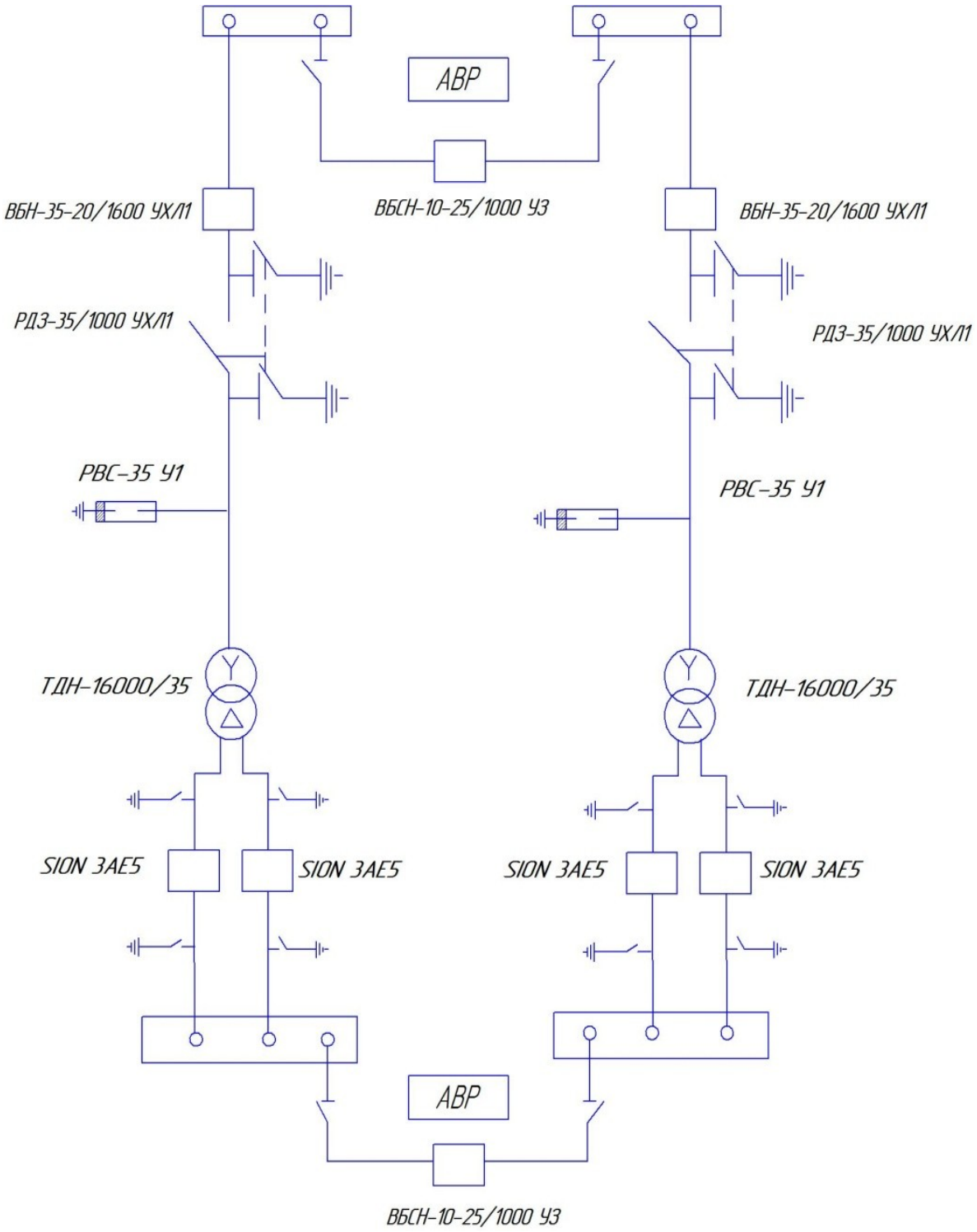


Рисунок 3 – Внешняя схема электроснабжения предприятия

4. Выбор схемы внутреннего электроснабжения

Схема внутреннего электроснабжения осуществляется кабельными линиями 6 кВ распределительной сети предприятия.

Способ канализации электроэнергии по территории предприятия осуществляется кабельными эстакадами (линиями) то есть устройствами для передачи электроэнергии, состоящими из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами (заделками) и крепежными деталями. При составлении схемы распределения электроэнергии было обращено внимание на рациональные трассы прокладки линий, которые имеют кратчайшие расстояния между ТП и на недопущение встречных перетоков электроэнергии на отдельных участках сети.

Так как высоковольтная нагрузка не сосредоточенная, то нет необходимости сооружения распределительной сети.

На основании картограммы нагрузок решен вопрос о размещении цеховых ТП на территории цехов предприятия, а также выбирается число и мощность трансформаторов на каждой ТП по аналогии с выбором трансформаторов на ГПП.

Схемой распределения электроэнергии по территории предприятия выбирается радиальная. Так как электроснабжение осуществляется линиями, не имеющими распределения энергии по их длинам. С целью повышения надежности, линии приемников I категории подключают к разным ИП.

Достоинство радиальных схем: максимальная простота; аварийное отключение радиальной линии не отражается на электроснабжении остальных потребителей.

Выбор сечения линии, которая осуществляет питание цеховых ТП, по экономической плотности тока. Для графика работы предприятия экономическая плотность тока $J_{ек}$=1,2 А/мм^2, согласно T_{max}=5840 ч/год.

$$I_p = \frac{S_{pi}^{\square}}{\sqrt{3} \cdot U_H};$$

Цех №1: $I_p = \frac{2609,6}{1,73 \cdot 10} = 131 \ \ A \ \ НН;$ $I_p = \frac{8370}{1,73 \cdot 10} = 484 \ \ A \ \ ВН;$

Цех №2: $I_p = \frac{2679,1}{1,73 \cdot 10} = 130 \ \ A \ \ НН;$ $I_p = \frac{9345}{1,73 \cdot 10} = 500,2 \ \ A \ \ ВН;$

Цех №3: $I_p = \frac{1241,3}{1,73 \cdot 10} = 72 \ \ A \ \ НН;$ $I_p = \frac{2195}{1,73 \cdot 10} = 127 \ \ A \ \ ВН;$

Цех №4: $I_p = \frac{108,1}{1,73 \cdot 10} = 6,2 \ \ A \ \ НН;$

Цех №5: $I_p = \frac{8,4}{1,73 \cdot 10} = 0,5 \ \ A \ \ НН;$

$$F = \frac{I_p}{J_{ek}};$$

Цех №1: $F = \frac{131}{1,2} = 109 \ \ мм^2 \ \ НН;$ $F = \frac{484}{1,2} = 403,3 \ \ мм^2 \ \ ВН;$

Принимается провод марки ВБШвнг-3×35 для РП-3;

ВБШвнг -3×185 для РТП-26.

Цех №2: $F = \frac{130}{1,2} = 108 \ \ мм^2 \ \ НН;$ $F = \frac{500,2}{1,2} = 417 \ \ мм^2 \ \ ВН;$

Принимается провод марки ВБШвнг -3×35 для ТП-25А;

ВБШвнг -3×240 для РТП-25.

Цех №3: $F = \frac{72}{1,2} = 60 \ \ мм^2 \ \ НН;$ $F = \frac{127}{1,2} = 106 \ \ мм^2 \ \ ВН;$

Принимается провод марки ВБШвнг -3×16 для ТП-48 и;

ВБШвнг -3×35 для РТП-47.

Цех №4: $F = \frac{6,2}{1,2} = 5,2 \ \ мм^2 \ \ НН;$

Принимается провод марки ВБШвнг -25.

Цех №5: $F = \frac{0,5}{1,2} = 0,5 \ \ мм^2 \ \ НН;$

Принимается провод марки ВБШвнг -16.

Далее определяется допустимый нагрев в послеаварийном режиме по условию:

$$I_{доп} > I_p;$$

где $I_{доп}$ – ток линии в послеаварийном режиме, А;

Цех №1: РТП-26 $491 > 484$, РП $137 > 131$.

Условие по нагреву выполняется.

Цех №2: РТП-25 $512 > 500{,}2$, ТП-25А $137 > 130$,

Условие по нагреву выполняется.

Цех №3: РТП-47 $137 > 127$, ТП-48 $84 > 27{,}2$,

Условие по нагреву выполняется.

Цех №4: $121 > 6{,}2$,

Условие по нагреву выполняется.

Цех №5: $84 > 0{,}5$.

Условие по нагреву выполняется.

Результаты выбора, проверки линии и технические данные выбранных проводов предоставлены в таблице 26 «Выбор и проверка линии, питающей ГПП».

Таблица 26 – Выбор и проверка линии, питающей ГПП

Наименование потребителя	$I_р$, А	$F_{ек}$, мм^2	Марка провода	$I_{доп}$, А	r_0, Ом/км	x_0, Ом/км	Кол-во линий	l, м
Цех ОПКС			ВБШвнг					
РТП-26	484	403,3	-3×185	491	1,0	0,78	2	650
РП-3	131	126	-3×35	137	0,53	0,88	2	1500
Цех ЛГ-300Б			ВБШвнг					
РТП-25	500,2	417	-3×240	512	0,77	0,77	2	600
ТП-25А	130	129,2	-3×35	137	0,53	0,88	2	1200
Цех СК			ВБШвнг					
РТП-47	127	106	-3×35	137	0,53	0,88	2	800
ТП-48	27,2	60	-3×16	84	0,116	0,95	2	1700
АБК	6,2	5,2	ВБШвнг -25	121	0,74	0,91	2	200
Проходная	0,5	0,5	ВБШвнг -16	84	0,116	0,95	2	1000

4.1. Технико-экономическое обоснование проектных решений

Стоимость оборудования включает в себя стоимость ячеек КРУ с выключателями и стоимость кабельных линий.

Для подстанций выбрано оборудование КРУ NXAIR фирмы SIEMENS.

Компактная конструкция ячеек NXAIR обеспечивает двойную выгоду за счёт применения новой серии силовых выключателей SION в цепи трансформаторов Т1 и Т2 (Q3 и Q4), а также секционный выключатель и выключатели на отходящих кабельных линиях также устанавливаются вакуумные выключатели. С одной стороны, появляется возможность снижения расходов на монтаж, с другой стороны не требующая обслуживания. Конструкция выключателей обеспечивает бесперебойную эксплуатацию без дорогостоящий отключений.

Отличительные особенности от оборудования других производителей:

1) Применения вакуумных силовых выключателей или контакторов, не требующих технического обслуживания;
2) До 10 лет эксплуатации распределительного устройства без техобслуживания;
3) Перерывы в работе сведены к минимуму благодаря наличию системы логических механических блокировок;
4) Благодаря компактной конструкции и гибкости в вариантах подключения кабелей или систем каналов сброса давления сведены к минимуму требования к необходимому пространству, что снижает затраты на строительство.

Полная стоимость оборудования:

РТП-26: 3000000+3030300= 8030300 руб;

РТП-25: 3000000+4190400=7190400 руб;

РТП-47: 3000000+1019200=4019200 руб.

Стоимость кабельной линии:

$$K_Л = n \cdot l \cdot K_0,$$

где l - длина кабельной линии, км;

K_0 – стоимость 1 км линии в зависимости от способа прокладки линии, тыс.руб/км - [9].

Цех №1: $РТП-26 \quad K_Л = 2 \cdot 0{,}650 \cdot 2331000 = 3030300 \ \frac{руб}{км};$

$$РП-3 \quad K_Л = 2 \cdot 1{,}5 \cdot 637000 = 1911000 \ \frac{руб}{км};$$

Цех №2: $РТП-25 \quad K_Л = 2 \cdot 0{,}6 \cdot 3492000 = 4190400 \frac{руб}{км};$

$$ТП-25А \quad K_Л = 2 \cdot 1{,}2 \cdot 637000 = 1528800 \frac{руб}{км};$$

Цех №3: $РТП-47 \quad K_Л = 2 \cdot 0{,}8 \cdot 637000 = 1019200 \frac{руб}{км};$

$$ТП-48 \quad K_Л = 2 \cdot 1{,}7 \cdot 368000 = 1251200 \frac{руб}{км};$$

Цех №4: $K_Л = 2 \cdot 0{,}2 \cdot 415000 = 166000 \ тыс. \frac{руб}{км};$

Цех №5: $K_Л = 2 \cdot 1 \cdot 368000 = 736000 \ тыс. \frac{руб}{км}.$

4.2. Выбор мощности цеховых трансформаторов

При выборе мощности цеховых трансформаторов необходимо стремится к тому, чтобы число типоразмеров трансформаторов не превышало двух-трёх.

Так как на предприятии есть высоковольтные двигатели мощность до 600 кВт, то предполагается их питание от напряжения 6 кВ через понижающие трансформаторы при принятом варианте напряжения распределительной сети 10 кВ.

На основе расчёта электрических нагрузок цехов (таблица 4 и 5) проведём выбор цеховых трансформаторов и проверку по коэффициенту загрузки аналогично методике, приведенной в п.4. Полученные данные сводятся в таблицу 27.

Учитывая, что нагрузка цехов № 4 и 5 сравнительно невелики, то их питание целесообразно производить от цеха № 3.

В таблице 27 представлены цеховые трансформаторы.

Таблица 27 – Цеховые трансформаторы

Номер цеха	Расчётная нагрузка НН, кВА	Расчётная нагрузка ВН, кВА	Суммарная нагрузка, кВА	Тип трансф-ра	Кол-во	$K_з$	$K_{зав}$
1	2609,6	8370	10979,6	ТДН-10000/10	2	0,54	1,09
2	2679,1	9345	12024	ТДН-10000/10	2	0,6	1,2
3	1241,3	2195	3436,3	ТМГ-2500/10	2	0,71	1,4
4	108,1	-	108,1				
5	8,4	-	8,4				

На каждой подстанции устанавливается по два трансформатора, в связи с тем, что основными питающимися электроприёмниками являются эл.приёмники I категории и не имеющих на вторичном напряжении связи с другими подстанциями. Чтобы оба трансформатора могли надёжно резервировать друг друга, их запитывают от двух независимых источников по независящим друг от друга линиям. Ввиду того, что взаимное резервирование трансформаторов должно быть равнозначным и их выбирают одинаковой мощности.

5. Расчёт токов короткого замыкания

Определение токов КЗ необходимо для проверки выбранного оборудования на термическую и динамическую стойкость. Расчётным током КЗ для проверки оборудования является трёх фазное короткое замыкание. Расчётная схема и схема замещения составляются для режима, когда один трансформатор на ГПП или одна питающая линия ЛЭП находятся в

отключенном состоянии. Трансформаторы ГПП и питающая линия вводятся в схему замещения расчётными сопротивлениями - [1, 4].

Число и местоположение точек короткого замыкания должны быть достаточными для выбора коммутационных аппаратов на открытом распределительном устройстве ГПП (разъединителей, выключателей, а также ошиновки трансформатора); оборудование на стороне низшего напряжения ГПП (жестких шин, вводных выключателей, секционного и линейных разъединителей) и для выбора релейной защиты. Исходя из этого, расчётные точки короткого замыкания должны быть на вводах высшего напряжения трансформатора ГПП, а также на шинах низшего напряжения ГПП.

5.1. Расчётная схема и схема замещения цепей КЗ

Расчёт токов КЗ производится для выбора электрических аппаратов, токоведущих частей, а также для определения уставок релейных защит элементов схемы электроснабжения.

На основании расчётной схемы составляем схему замещения, представленную на рисунке 4.

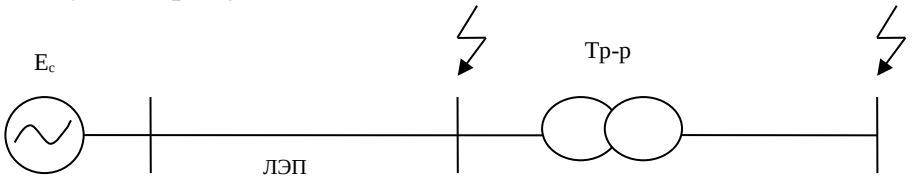


Рисунок 3 – Расчётная схема

При составлении схемы замещения, предусматриваем раздельную работу трансформаторов, линий и секций КРУН-10 кВ.

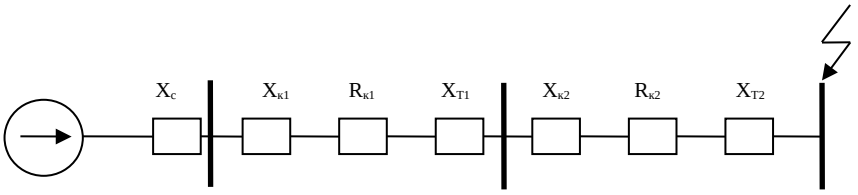


Рисунок 4 – Схема замещения для расчётов токов КЗ

5.1.1. Базисные условия

Расчёты тока КЗ ведутся в относительных единицах при базисных условиях.

Принимается: базисная мощность $S_б$ = 1000 МВ·А;

базисное напряжение $U_{б1}$=115 кВ;

базисное напряжение $U_{б2}$=10,5 кВ.

Базисные токи определяются на основании принятых базисных значений:

$$I_{б1} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{б1}} = \frac{1000}{1{,}73 \cdot 115} = 5 \ \ кА;$$

$$I_{б2} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{б2}} = \frac{1000}{1{,}73 \cdot 10{,}5} = 55 \ \ кА;$$

Мощность короткого замыкания системы находится по отключающей способности выключателя 110 кВ:

$$S_k^{``} = \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 20 = 3811 \ \ МВА.$$

Реактивное сопротивление элементов сети:

$$x_c = \frac{S_б}{S_k^{``}} = \frac{1000}{3811} = 0{,}26 \ \ Ом$$

Определение реактивного и активного сопротивления кабельной линии 110 кВ:

$$x_{к1} = x_0 \cdot l_0 \cdot \frac{S_б}{U_{б1}^2} = 0{,}413 \cdot 2 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0{,}06 \ \ Ом$$

$$r_{к1} = r_0 \cdot l_0 \cdot \frac{S_б}{U_{б1}^2} = 0{,}129 \cdot 2 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0{,}019 \ \ Ом$$

где x_o= 0,413 Ом/км – удельное реактивное сопротивление провода АС-185;

r_0=0,129 Ом/км –удельное активное сопротивление провода АС-185;

l_0=2 км – длина кабельной линии (км).

Определение реактивного сопротивления двухобмоточного трансформатора 110/10 кВ:

Параметры трансформатора представлены в таблице 6.

$$x_{тр1} = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{тр.ном}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{16000} = 0{,}0068 \ \ Ом$$

Определение реактивного и активного сопротивления кабельной линии 10 кВ:

Цех №1: $$x_{к2} = x_0 \cdot l_0 \cdot \frac{S_б}{U_{б2}^2} = 0{,}78 \cdot 0{,}65 \cdot \frac{1000}{10{,}5^2} = 4{,}6 \ \ Ом$$

$$r_{к2} = r_0 \cdot l_0 \cdot \frac{S_б}{U_{б2}^2} = 1 \cdot 0{,}65 \cdot \frac{1000}{10{,}5^2} = 5{,}9 \ \ Ом$$

Определение реактивного сопротивления двухобмоточного трансформатора 10/0,4 кВ:

$$x_{тр2} = \frac{U_{к.з\%}}{100} \cdot \frac{S_б}{Sтр.ном} = \frac{6{,}5}{100} \cdot \frac{1000}{2500} = 0{,}026 \ \ Ом$$

Определение общего сопротивления от источника питания до точки КЗ:

$$Z_0 = \sqrt{(r_{к1} + r_{к2})^2 + (x_c + x_{к1} + x_{тр1} + x_{к2} + x_{тр2})^2} = \sqrt{(0{,}019 + 5{,}9)^2 + (0{,}26 + 0{,}06 + 0{,}0068 + 4{,}6 + 0{,}026)^2} = 7{,}7$$

Найдем периодическую составляющую тока трёхфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{кз}^3 = \frac{I_{б2}}{z_0} = \frac{55}{7{,}7} = 7{,}14 \ \ кА;$$

Найдём периодическую составляющую тока трёхфазного короткого замыкания в точке К2:

$$I_{кз}^3 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз}^3 = 0{,}865 \cdot 7{,}14 = 6{,}17 \ \ кА;$$

Аналогично рассчитываются другие цеха, и полученные данные заносятся в таблицу 28.

Таблица 28 – Расчёт токов короткого замыкания

№ цеха	Наименование цеха	$x_{к2}$, о.е.	$r_{к2}$, о.е.	$x_{тр2}$, о.е.	z_0	$I_{кз}^2$, кА

1	ОПКС	4,6	5,9	0,026	7,7	61,7
2	ЛГ-300Б	4,19	4,2	0,026	6,19	76,8
3	СК	6,38	3,84	0,026	7,47	63,6
4	АБК					
5	Проходная					

Вводной автоматический выключатель типа 3AP1FG-145/EK (Siemens) имеет номинальный ток 2000 А. Уставка электромагнитного расцепителя у него выставлена на 40 кА.

Поэтому можно сделать вывод, что при коротком замыкании в конце вводной кабельной линии автомат сработает и отключит повреждённый участок цепи.

6. Выбор оборудования

Далее необходимо выбрать коммутационные аппараты ОРУ высшего напряжения и ЗРУ 10 кВ ГПП, шины, трансформаторы тока, напряжения и собственных нужд.

Таблица 29 – Выбор выключателей 10 кВ

Тип	$U_{ном}$, кВ	$I_{ном}$, А	$I_{ном.откл.}$, кА	$t_{откл}$, с	Количество
ВБЭ-10-31,5/2500УХЛ2	10	2500	31,5	0,1	6

Таблица 30 – Выбор трансформаторов

Тип	$S_н$, кВА	$U_{ном}$, кВ		$P_{х.х}$, кВт	$P_{к.з}$, кВт	$U_{к.з}$, %	$I_{х.х}$, %	Кол-во
		ВН	НН					
ТМГ-2500/10	2500	10	0,4	2,6	26,5	6	0,5	2
ТДН-10000/10	10000	10	0,4	10	58	10,5	0,4	4

Для проверки прежде выбранных кабелей на термическую стойкость необходимо определить минимально допустимое сечение по формуле:

$$F_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{27135}}{114} = 1{,}44;$$

где С – термическая функция, $А \times с^{1/2/}мм^2$ (для медных кабелей С=114, - [7]);

$В_к$ – тепловой импульс, $кА^{2.с}$

Тепловой импульс:

$$B_к = I_{кз}^{`2} \cdot (t_{выкл} + И) = 60300 \cdot (0{,}4 + 0{,}05) = 27135.$$

где $t_{выкл}=(t_{р3}+t_{в.в})$;

$t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя, с;

$t_{р.с}$ – время срабатывания релейной защиты, с;

И=0,05 с – время затухания апериодической составляющей тока КЗ от энергосистемы.

$$16 \geq 1{,}44$$

Вывод: минимальное сечение КЛ - 16 $мм^2$.

7. **Релейная защита и автоматика**

На основе анализа необходимой бесперебойности электроснабжения и мощности защищаемых элементов с учётом требования - [3, 10] сделан вывод об источниках оперативного тока.

Произведем расчёт и выбор уставок релейных защит силового трансформатора подстанции 110/10 кВ.

7.1. **Расчёт токов КЗ**

Для выбора уставок релейной защиты необходимо выполнить расчёт токов КЗ в точке К» и уставок выбранного трансформатора на ГПП ТДН-16000-110/10 кВ.

Расчёт выполняется согласно схеме замещения, представленной на рисунке 4 и базисных величин: $S_б$=1000 МА·А; $U_{б1}$=115 кВ и $U_{б2}$=10,5 кВ.

Базисный ток для точки К3, К2 будет равен:

$$I_{б2}=\frac{S_б}{\sqrt{3}\cdot U_{б2}}=\frac{1000}{1{,}73\cdot 10{,}5}=55\ \ кА.$$

Параметры трансформатора для схемы замещения составит:

$$x_T=\frac{U_к\%\cdot S_б}{100\%\cdot S_{T\ ном}}=\frac{10{,}5}{100}\cdot\frac{1000}{16000}=0{,}0065\ \ о.е.;$$

$$r_T=\frac{P_к\cdot S_б}{S^2_{T\ ном}}=\frac{0{,}060\cdot 1000}{10{,}5^2}=0{,}59\ \ о.е..$$

Периодическая составляющая тока К3 в точке К2:

$$I^3_{К2}=\frac{U_c\cdot I_{б2}}{x_2}=\frac{1{,}0\cdot 55}{1{,}78}=30{,}89\ \ кА.$$

где $x_2=x_1+x_T$=1,78+0,0065=1,78.

7.2. **Выбор типов релейной защиты**

Согласно ПУЭ силовые трансформаторы мощностью 6,3 МВ·А и выше должны быть обеспечены продольной дифференциальной защитой для защиты от повреждения на вводах, а также от внутренних повреждений. В качестве защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними многофазными КЗ предусмотрена МТЗ с комбинированным пуском напряжения и без него. Для снижения времени срабатывания МТЗ при максимальных токах КЗ дополнительно к МТЗ устанавливают токовую отсечку. Для защиты трансформатора от перегрузок возникающих при отключении параллельно работающих трансформаторов или при самозапуске мощных электродвигателей, питающихся от трансформаторов, применяют защиту от перегрузки трансформаторов. От повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа и от понижения уровня масла должна быть предусмотрена газовая защита.

7.2.1. Расчёт релейных защит

Расчёт продольной дифференциальной токовой защиты:

Определение токов трансформатора, соответствующие его номинальной мощности:

на стороне ВН: $I_{Тном\ \ ВН} = \frac{S_{Тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном\ \ ВН}} = \frac{16000}{1{,}73 \cdot 115} = 80{,}4 \ \ A;$

на стороне НН: $I_{Тном\ \ НН} = \frac{S_{Тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном\ \ НН}} = \frac{16000}{1{,}73 \cdot 10{,}5} = 881 \ \ A;$

Выбор измерительных трансформаторов тока:

на стороне ВН: $n_{ТТ\ \ ВН} = \frac{300}{5} = 60;$

на стороне НН: $n_{ТТ\ \ НН} = \frac{1500}{5} = 300.$

Определение вторичных токов в плечах дифференциальной защиты:

на стороне ВН: $I_{P\ ВН} = \frac{K_{сх} \cdot I_{T\ ном\ ВН}}{n_{ТТ\ ВН}} = \frac{1{,}73 \cdot 80{,}4}{60} = 2{,}3\ \ A;$

на стороне НН: $I_{P\ НН} = \frac{K_{сх} \cdot I_{T\ ном\ НН}}{n_{ТТ\ НН}} = \frac{1{,}0 \cdot 881}{300} = 2{,}9\ \ A.$

где $K_{сх}$ – коэффициент схемы, имеющий значения ВН $K_{сх}=\sqrt{3}$ и для НН $K_{сх}=1{,}0$ - [11].

7.2.2. Расчёт максимально роковой защиты.

Расчёт МТЗ производится для стороны питания. МТЗ используют для защиты силового трансформатора от внешних КЗ.

Определение тока срабатывания защиты:

$$I_{110} = \frac{K_н \cdot K_{сзап}}{K_в} \cdot 1{,}4 \cdot I_{ТномВН} = \frac{1{,}2 \cdot 1{,}0 \cdot 1{,}4}{0{,}8} \cdot 80{,}4 = 168{,}8\ \ A,$$

где $K_н=1{,}2$ – коэффициент надёжности - [11].;

$K_{сзап}=1{,}0$ – коэффициент самозапуска - [11].;

$K_в=0{,}8$ – коэффициент возврата реле РСТ-40.

Определение тока срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{K_{сх} \cdot I_{110}}{n_{ТТ\ ВН}} = \frac{1{,}73 \cdot 105{,}5}{60} = 3{,}0\ \ A.$$

Принимается к установке реле типа РСТ-40 с током срабатывания $I_{ср}=5{,}2$ А. Реальный ток срабатывания защиты:

$$I_{ср.фак} = \frac{n_{ТТ\ ВН} \cdot I_{ср}}{K_{сх}} = \frac{60 \cdot 3{,}0}{1{,}73} = 104\ \ A.$$

Время срабатывания защиты составит:

$$t = t_1 + \Delta t = 1{,}055 + 0{,}5 = 1{,}555\ \ c,$$

где $t_1=1{,}055$ с – время срабатывания защиты на стороне низшего напряжения;

$\Delta t=0{,}5$с – время ступени селективности.

7.2.3. Выбор автоматики

Согласно - [3] кабельные линии напряжением выше 1 кВ должны быть оборудованы устройством АПВ. На отходящих линиях 10 кВ предусмотрено однократное трёхфазное АПВ, после срабатывания защит линии МТЗ и токовой отсечки, а также АПВ после срабатывания МТЗ-10 кВ на вводных выключателях 10 кВ трансформаторов ГПП.

Для восстановления питания потребителей в случае отключения одного из трансформаторов ГПП от основных защит – газовой или дифференциальной, предусмотрено АВР, которое срабатывает по трём факторам:

1) отсутствие напряжения на шинах КРУН-10 кВ ГПП;
2) отключенное положение вводных выключателей 10 кВ под действием релейной защиты;
3) отсутствие напряжения на трансформаторах собственных нужд ГПП.

Оперативному персоналу необходимо помнить, что обратного возврата АВР нет. При необходимости восстановления схемы электроснабжения в нормальный режим, производится в ручную путём необходимых переключений.

Заключение

В ВКР была разработана современная бесперебойная и надёжная система электроснабжения группы цехов предприятии.

На основании полученных расчётов и картограммы электрических нагрузок, было выбрано место расположения главной понизительной подстанции, силовое и коммутационное оборудования установленное на ней, а также измерительные трансформаторы тока и напряжения. Для установки на ГПП, с учётом электрической нагрузки предприятия и его годового графика, оптимального коэффициента их загрузки было выбрано два трансформатора, которые удовлетворяют условиям надёжности. А также разработана схема электроснабжения предприятия.

В данной работе был проведён расчёт оптимальных сечений воздушной и кабельной линии предприятия по критерию допустимых потерь напряжения и механических нагрузок.

Произведён расчёт и выбор релейной защиты трансформатора ГПП, а также расчёт МТЗ и выбор автоматики.

Электроснабжение предприятия спроектировано таким образом, чтобы при отключении одного из трансформаторов как на ГПП, так и в любом из цехов, оно было бесперебойным. При отключении одного из трансформаторов, второй начинает работать с расчётной допустимой перегрузкой и перебоя электроснабжения не происходит.

Электрооборудование, а именно проводники и электрические аппараты, прошли проверки на токи КЗ.

Работа промышленного предприятия связана с потреблением электроэнергии и за год в среднем происходит 5 посадок напряжения, что приводит к перебоям работы электрооборудования и даже к остановке предприятия. При проектирование было принято решение о введении резервного фидера (отдельной питающей линий) с КиГРЭС для бесперебойной работы предприятия.

Перечень литературы

1. Фёдоров А. А., Каменева В.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергатомиздат, 1984. – 472 с.

2. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Электрооборудование и автоматизация / Под общ. ред. А.А. Фёдорова и Г.В. Сербиновского. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 624 с.

3. Методические указания к выполнению и защите дипломных работ (для студентов направления подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника») / Сост. С.В. Соленый, О.Я. Соленая – СПБ: ГУАП, 2016. – 44 с.

Правила устройства электроустановок. – М.: Изд-во «Кнорус», Москва, 2014. – 488 с.

4. Ермилов А.А. Основы электроснабжения промышленных предприятий – М.: Энергоатомиздат, 1983. - 208 с.

5. Инструкция по проектированию электроснабжения промышленных предприятий. СИ .174-75. – М.: Стройиздат, 1976. – 55с.

6. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети / Под общ. ред. А.А. Фёдорова, Г.В. Сербиновского. – М.: Энергия, 1980. – 576 с.

7. Фёдоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению пром.предприятий – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.

8. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: проектирование и расчёт / Под ред. А.С. Овчаренко. – К.: Техника, 1985. – 279 с.

9. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / Под общ. ред. В.И. Круповича, – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 408 с.

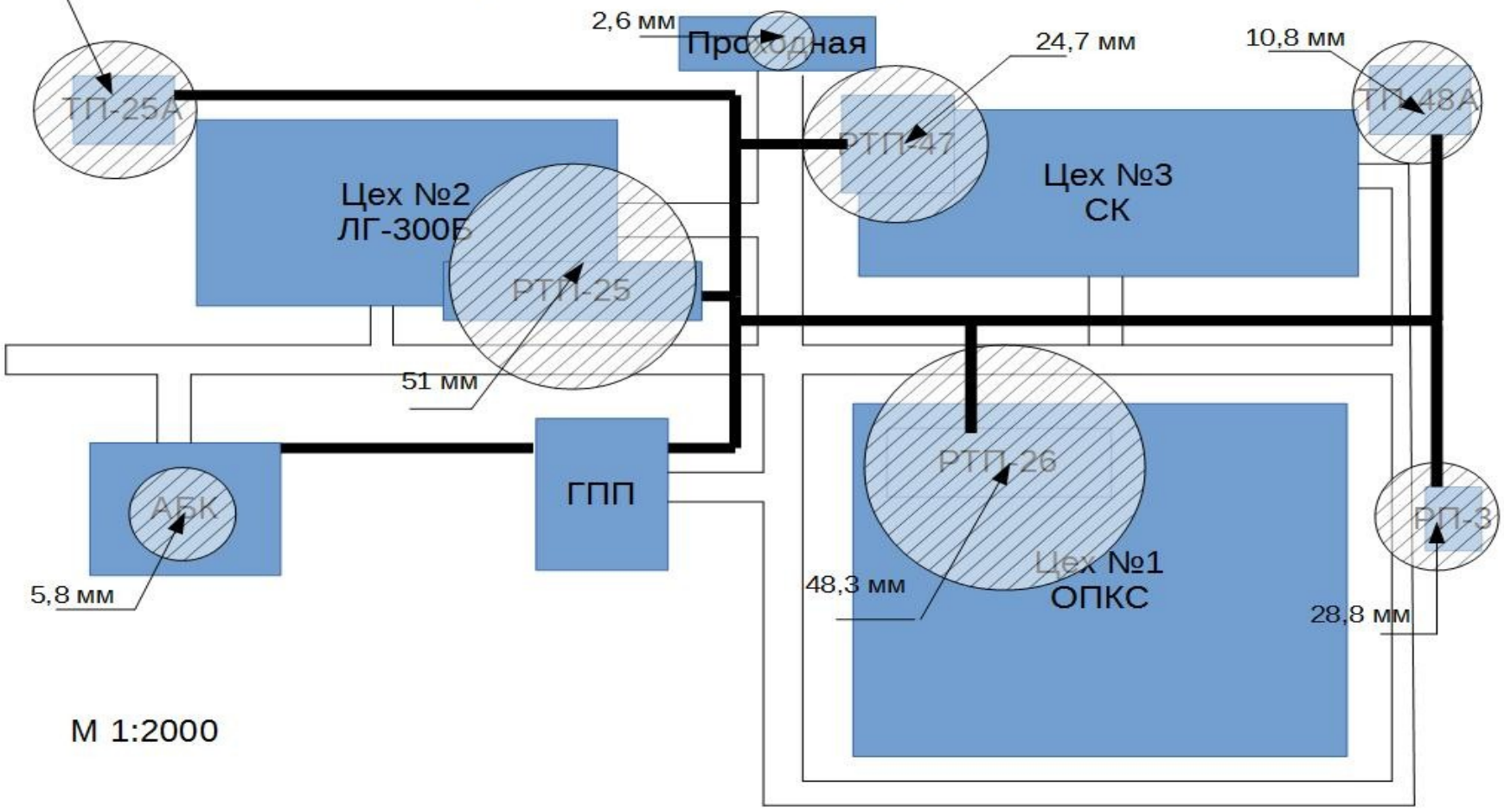
10. Коропов Ф.Ф., Солдаткина Л.А. Регулирование напряжения в электросетях промышленных предприятий. - М.: Энергия, 1970. – 222 с.

11. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

12.

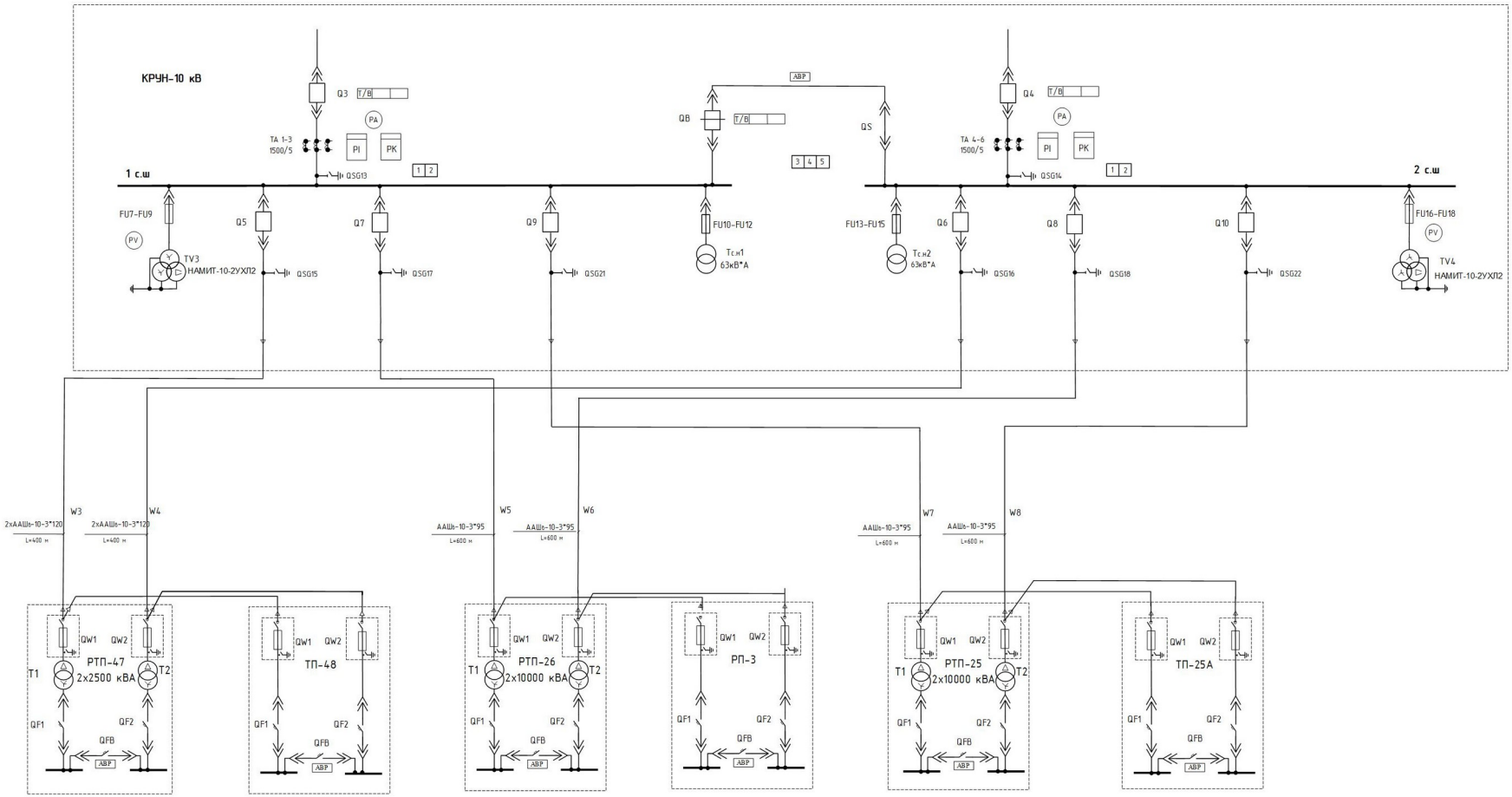
ПРИЛОЖЕНИЕ А

Картограмма нагрузок предприятия



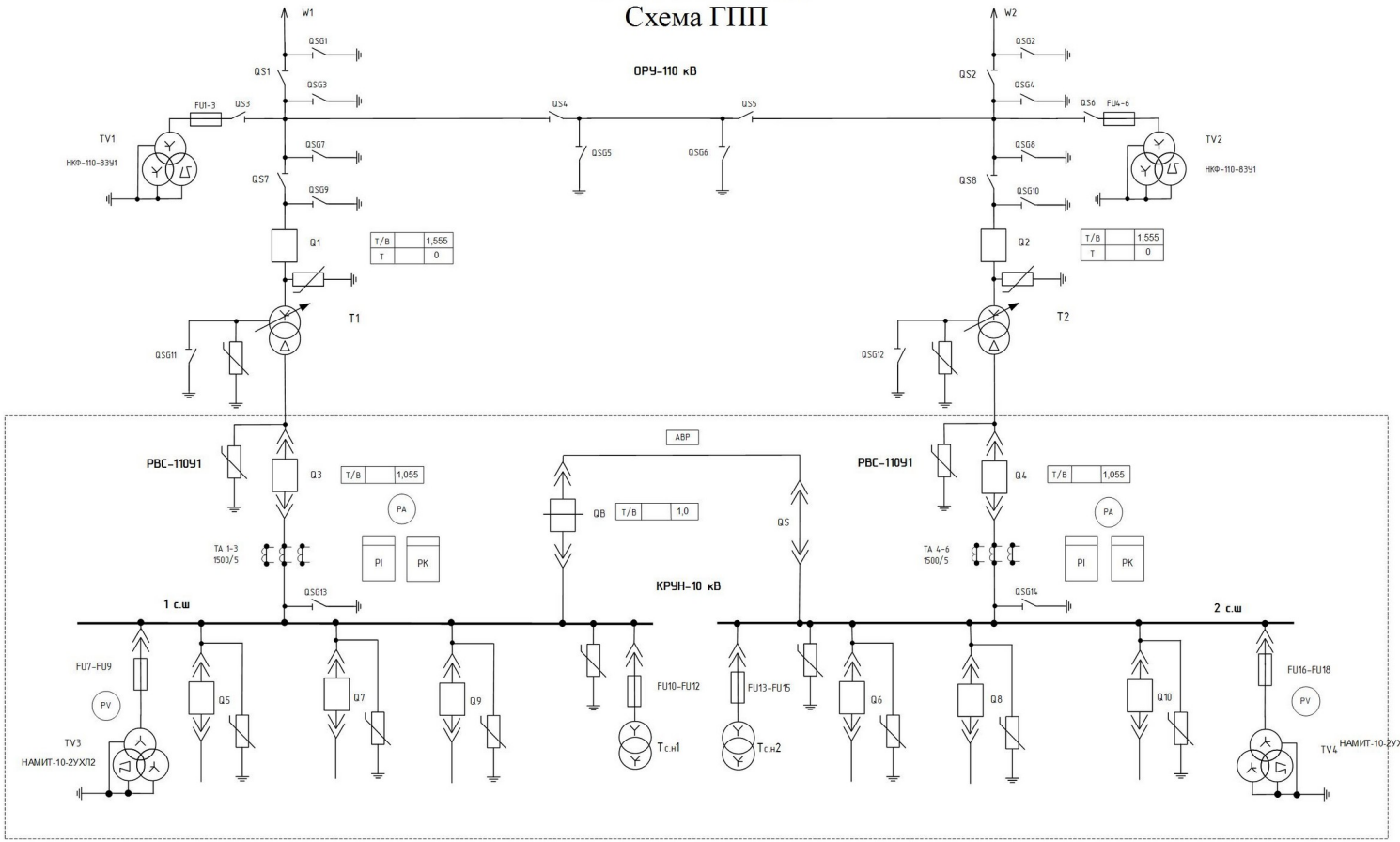
ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Однолинейная схема электроснабжения предприятия



ПРИЛОЖЕНИЕ В
Схема ГПП

АС-185/29
РГ.2-110/1000У1
SION 3AE5
ТДН-16000/110
РВС-110У1



Условное обозначение

T/B – Максимальная токовая защита

T – Токовая отсечка

PA – Амперметр

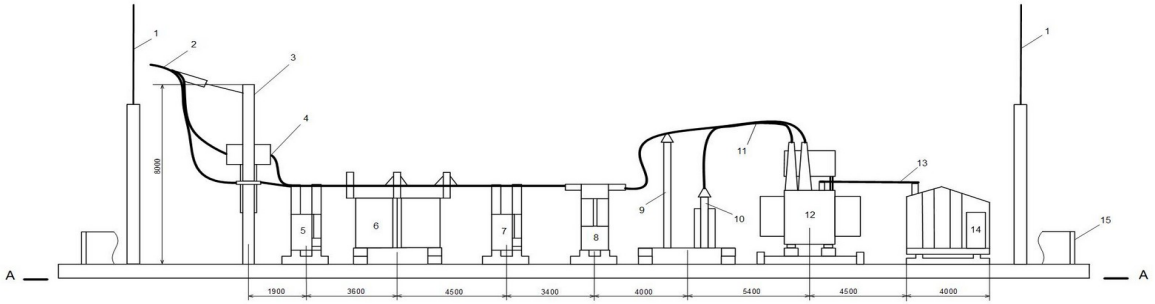
PV – Вольтметр

PI – Счётчик активной электроэнергии

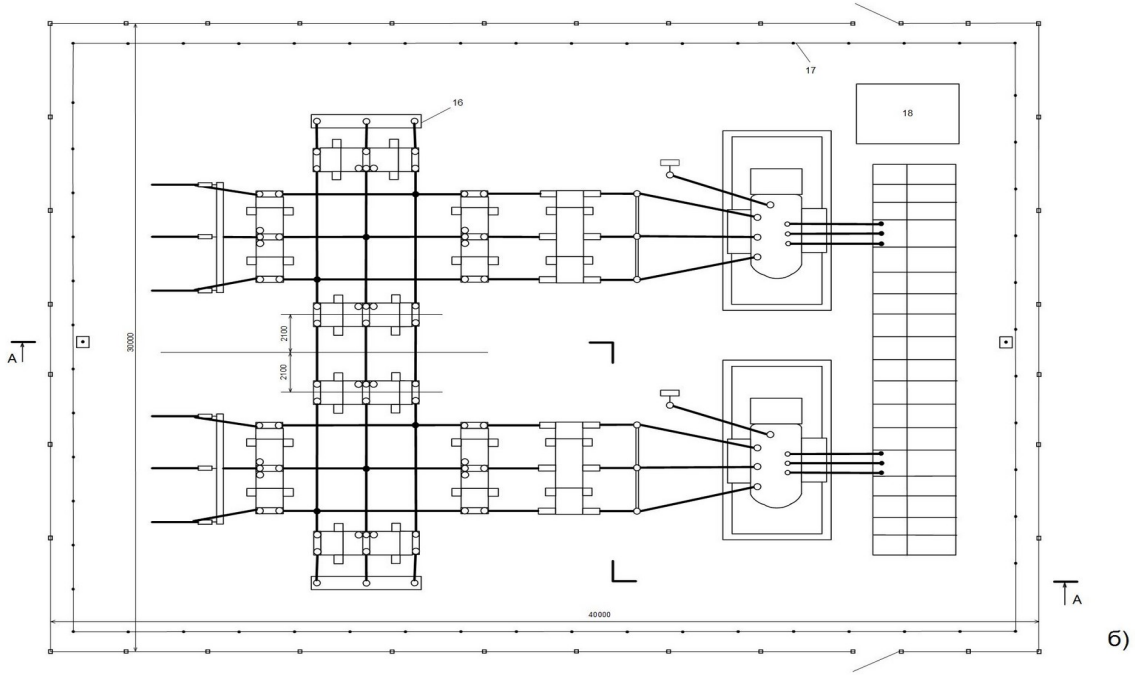
PK – Счётчик реактивной электроэнергии

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
Разрез ГПП

Разрез А - А



а)



б)

Позиция	Наименование	Кол	Примечание
1	Отдельно стоящий молниеотвод	2	
2	Провода ВЛ		
3	Приемный портал	2	
4	Аппаратура высокочастотной связи	2	
5	Линейный разъединитель	2	
6	Разъединитель в перемычке	2	
7	Разъединитель, установленный до выключателя	2	
8	Выключатель	2	
9	ОПН-110 кВ	2	
10	ОПН и заземляющий нож в нейтрали трансформатора	2	
11	Гибкие провода		
12	Силовой трансформатор	2	
13	Алюминиевые шины	6	
14	КРУН-10 кВ	1	
15	Ограждение	1	
16	Трансформатор напряжения НКФ-110-83У1	2	
17	Контурный заземлитель	1	
18	Здание общестационарного пункта управления	1	